**АО «АТОМСТРОЙЭКСПОРТ»**

**технологический регламент  
безопасной эксплуатации**

ОТНОСИТСЯ К организации работ по вводу  
в эксплуатацию АЭС «БУШЕР-1»

**52.BU.1 0.00.AB.WI.ATEX.001**

РЕВИЗИЯ 2

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **АСЭ** | **NPPD** | **NNSD** |
| *Амбарцумян С.А.*  *ФИО* | *\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_*  *ФИО* | *\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_*  *ФИО* |
| *\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_*  *Подпись* | *\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_*  *Подпись* | *\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_*  *Подпись* |
| *\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_*  *Штамп и дата* | *\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_*  *Штамп и дата* | *\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_*  *Штамп и дата* |

2015

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **Статус** | **2В.4** |
| **Технологический регламент**  **безопасной эксплуатации** | **52.BU.1 0.00.AB.WI.ATEX.001** | |

**АО «АТОМСТРОЙЭКСПОРТ»**

**Дирекция строящейся АЭС «Бушер-1»**

|  |
| --- |
| **УТВЕРЖДАЮ** |
| Главный инженер Дирекции строящейся АЭС «Бушер-1» |
| \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_П.Г. Капырин |
| «\_\_\_\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_2015 г. |

**технологический регламент  
безопасной эксплуатации**

относится к организации работ по вводу АЭС «Бушер-1»

в эксплуатацию

**52.BU.1 0.00.AB.WI.ATEX.001**

РЕВИЗИЯ 2

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **СОГЛАСОВАНО** |  | **СОГЛАСОВАНО** |
| АО «Атомэнергопроект»  Исх. №02-710/26978/930-242 от 11.08.15 |  | Заместитель главного инженера  по эксплуатации Дирекции строящейся АЭС «Бушер-1»  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_Е. Г. Дударь  "\_\_\_\_" \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_2015 г. |
| АО ОКБ «Гидропресс»  Исх. №044/10-92/12321 от 21.08.15 |  |  |
| НИЦ «Курчатовский институт»  Исх. №110.10-5123 от 13.05.15 |  |  |

2015

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **Статус** | **2В.4** |
| **Технологический регламент безопасной эксплуатации** | **52.BU.1 0.00.AB.WI.ATEX.001** | |

**СОДЕРЖАНИЕ**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | Обозначения и сокращения | 4 |
| 1 | Общие положения | 10 |
| 2 | Основные определения и описание эксплуатационных состояний блока АС | 11 |
| 3 | Проектные пределы для эксплуатации энергоблока | 18 |
| 4 | Разогрев и пуск энергоблока | 43 |
| 5 | Работа энергоблока на энергетических уровнях мощности | 78 |
| 6 | Останов и расхолаживание энергоблока | 184 |
| 7 | Перегрузка топлива | 196 |
| 8 | Управление энергоблоком в условиях нарушения нормальной  эксплуатации и при авариях | 209 |
| 9 | Организационные вопросы эксплуатации энергоблока | 215 |
| 10 | Испытания и проверки систем и оборудования в процессе эксплуатации энергоблока | 224 |
|  | Нормативные ссылки | 294 |
|  | Приложения: |  |
| A | Перечень сигналов АЗ, ПЗ и УПЗ | 296 |
| B | Проектные значения характеристик отдельных СВБ (или их элементов) для нормальной эксплуатации энергоблока | 305 |
| C | График минимального давления над активной зоной, при котором допускается включение ГЦНА в работу | 318 |
| D | Номинальное значение уровня в КД в зависимости от средней температуры теплоносителя первого контура | 319 |
| E | Алгоритмы управления мощностью и распределением энерговыделения реактора | 320 |
| F | Нормы химического состава воды 1-го и 2-го контуров в различных режимах работы | 334 |
| G | Контроль наличия естественной циркуляции | 372 |
| H | Пределы по давлению и температуре (Р/Т) в системе теплоносителя  реактора | 373 |
| J | Степени «деградации» | 374 |
| K | Регламент эксплуатации АСУ ТП | 385 |
| Лист ознакомления | | 405 |
| Лист регистрации изменений | | 406 |
| Лист ознакомления с изменениями | | 407 |

**обозначения и СОКРАЩЕНИЯ**

**DNBR** Запас до кризиса теплоотдачи

**Nном** Номинальная мощность

**а.з.** Активная зона (реактора)

**АБ** Аккумуляторная батарея

**АБП** Агрегат бесперебойного питания электроснабжения

**АВР** Автоматическое включение резерва

**АЗ** Аварийная защита (реактора)

**АЗТП** Аппаратура защиты по технологическим параметрам

**АИУ** Аппаратура индикатора уровня

**АКНП** Аппаратура контроля нейтронного потока

**АЛОС** Аппаратура логической обработки сигналов

**АО** Аксиальный офсет

**АПЭН** Аварийный питательный электронасос

**АР** Автоматическое регулирование

**АРМ** Автоматический регулятор мощности (реактора)

**АС** Атомная станция

**АСКРО** Автоматизированная система контроля радиационной обстановки

**АСП** Автоматика ступенчатого пуска

**АСРК** Автоматическая система радиационного контроля

**АСТРК** Автоматическая система радиационного технологического контроля

**АСУ ТП** Автоматизированная система управления технологическим процессом

**АСУТ** Автоматизированная система управления турбиной

**АХК** Автоматический химический контроль

**АЭС** Атомная электрическая станция

**ББ** Барботажный бак

**БВ** Бассейн выдержки

**БД** Блок детектирования

**БЗОК** Быстрозапорный отсечной клапан

**БЗТ** Блок защитных труб (реактора)

**БОУ** Блочная обессоливающая установка

**БПУ** Блочный пункт управления

**БРУ-А** Быстродействующая редукционная установка (перепуска пара) в атмосферу

**БРУ-К** Быстродействующая редукционная установка (перепуска пара) в конденсаторы турбины

**БРУ-СН** Быстродействующая редукционная установка (перепуска пара) в коллектор собственных нужд

**ВБ** Верхний блок (реактора)

**ВКВ** Верхний конечный выключатель

**ВКУ** Внутрикорпусные устройства (реактора)

**ВПЭН** Вспомогательный питательный электронасос

**ВРК** Внутриреакторный контроль

**ВУ** Внешнее устройство

**ВХР** Водно-химический режим

**ГА** Гидроамортизаторы

**ГЕ** Гидроемкость

**ГИ** Гидравлические испытания

**ГИС** Главный инженер станции

**ГК** Главный клапан

**ГО** Герметичное ограждение

**ГПЗ** Главная паровая задвижка

**ГПК** Главный паровой коллектор

**ГРР** Главный разъём реактора

**ГЦК** Главный циркуляционный контур

**ГЦНА** Главный циркуляционный насосный агрегат

**ГЦТ** Главный циркуляционный трубопровод

**ГЧСР** Гидравлическая часть системы регулирования

**ДВ** Допустимый выброс

**ДГ** Дизель-генератор

**ДЖН** Долгоживущие нуклиды

**ДИ** Дежурный инженер

**ДЛУ** Дополнительная линия управления

**ДПЗ** Датчик прямой зарядки

**ДПШ** Датчик положения шаговый

**ДС** Допустимое содержание

**ЕЦ** Естественная циркуляция

**ЗБ** Защиты и блокировки

**ЗГИС** Заместитель главного инженера станции

**ЗЗ** Запорная задвижка

**ИК** Импульсный клапан

**ИПК** Импульсно-предохранительный клапан

**ИПУ** Импульсно-предохранительное устройство

**ИР** Имитатор реактора

**ИРГ** Инертные радиоактивные газы

**ИУ** Индивидуальное управление

**ИЧ** Исполнительная часть

**ИЭ** Инструкция по эксплуатации

**КГО** Контроль герметичности оболочек (твэл)

**КГС** Контроль гидравлического сопротивления

**КГУ** Ключ группового управления ОР СУЗ

**КД** Компенсатор давления

**КИП** Контрольно-измерительные приборы

**КИУ** Ключ индивидуального управления ОР СУЗ

**КНИТ** Канал нейтронный измерительный по температуре

**КНИТУ** Канал нейтронный измерительный с температурным контролем и   
контролем уровня

**КПР** Капитальный ремонт

**КПТ** Конденсатно-питательный тракт

**КУ** Ключ управления

**КУ** Контрольный уровень

**КЭ СУЗ** Комплекс электрооборудования СУЗ

**КЭН** Конденсатный электронасос

**ЛЧ** Логическая часть

**МКУ** минимальный контролируемый уровень (мощности)

**МП** Машина перегрузочная

**МПП** Межпрокладочная полость (фланцевого соединения)

**МРЗ** Максимальное расчетное землетрясение

**НКВ** Нижний конечный выключатель

**НС АСУ ТП** Начальник смены АСУ ТП

**НС РО** Начальник смены реакторного отделения

**НС** Начальник смены

**НСБ** Начальник смены энергоблока

**НТД** Нормативно-техническая документация

**НУЭ** Нормальные условия эксплуатации

**НФХ** Нейтронно-физические характеристики

**ОР** Орган регулирования

**ОТВС** Отработавшая тепловыделяющая сборка

**ПВД** Подогреватель высокого давления

**ПГ** Парогенератор

**ПЗ** Предупредительная защита

**ПИВ** Пульт индивидуального выбора

**ПИП** Первичный измерительный преобразователь

**ПК** Предохранительный клапан

**ПНР** Пуско-наладочные работы

**ППР** Планово-предупредительный ремонт

**ПрЗ**  Проектное землетрясение

**ПРК** Пускорезервная котельная

**ПС** Поглощающие стержни

**ПТК** Программно-технический комплекс

**РБК** Раствор борной кислоты

**РДЭС** Резервная дизель-электрическая станция

**РОМ** Разгрузка и ограничение мощности

**РПУ** Резервный пункт управления

**РТСН** Резервный трансформатор собственных нужд

**РУ** Реакторная установка

**РЭ** Руководство по эксплуатации

**САКОР** Система автоматизированного контроля остаточного ресурса

**САКТ** Система контроля течи по активности

**САОЗ** Система аварийного охлаждения (активной) зоны (реактора)

**САППЗ** Система автоматической противопожарной защиты

**САР** Система автоматического регулирования

**САЭ** Система аварийного энергоснабжения

**СБ** Система (системы) безопасности

**СБР** Система борного регулирования

**СВБ** Системы важные для безопасности

**СВБУ** Система верхнего блочного уровня

**СВО** Спецводоочистка

**СВО-1** Система очистки неохлажденного теплоносителя ТС60-90

**СВП** Стержень выгорающего поглотителя

**СВРД** Сборка внутриреакторных детекторов

**СВРК** Система внутриреакторного контроля

**СГИУ** Система группового и индивидуального управления

**СГО** Спецгазоочистка

**СК** Стопорный клапан (турбины)

**СКА** Система комплексного анализа

**СКВ** Система контроля вибрации

**СКП** Система контроля (нейтронного потока) при перегрузке (а.з. реактора)

**СКР** Система контроля реактора

**СКТ** Система контроля течи

**СКТВ** Система контроля течи по влажности

**СКУ** Система контроля и управления

**СКУД** Система контроля, управления и диагностики (реактора)

**СН** Собственные нужды энергоблока

**СНЭ** Системы нормальной эксплуатации

**СОДС** Система обнаружения дефектных сборок

**СРК** Стопорно-регулирующий клапан (турбины)

**СУЗ** Система управления и защиты (реактора)

**СУХТ** Стеллажи уплотненного хранения топлива

**ТВС** Тепловыделяющая сборка

**ТВЭЛ** Тепловыделяющий элемент

**ТГ** Турбогенератор

**ТЗБ** Технологические защиты и блокировки

**ТК** Температурный контроль

**ТО** Техническое обслуживание

**ТП** Термопара

**ТПР** Течь перед разрушением

**ТПТС** Комплекс программно-технических средств

**ТСН** Трансформатор собственных нужд

**ТТК** Точки технологического контроля

**ТТО** Транспортно-технологические операции

**ТУ** Технические условия

**ТУК** Транспортный упаковочный комплект

**ТЭН** Трубчатые электронагреватели

**УБЭ** Условия безопасной эксплуатации

**УД** Устройство детектирования

**УДУ** Устройство дистанционного управления

**УЗД** Ультразвуковая дефектоскопия

**УНЭ** Условия нормальной эксплуатации

**УПЗ** Ускоренная предупредительная защита

**УСБ** Управляющая система безопасности

**УСБИ** Управляющая система безопасности инициирующая

**УСБТ** Управляющая система безопасности технологическая

**ФСД** Фильтр смешанного действия

**х.с.** Холодное состояние

**ХОВ** Химически обессоленная вода

**ХСТ** Хранилище свежего топлива

**ЦЗ** Центральный зал

**ШВК** Шахта внутрикорпусная

**ШР** Шахта реактора

**ШРВКУ** Шахта ревизии внутрикорпусных устройств

**ШЭМ** Шаговый электромагнитный

**ЩПТ** Щит постоянного тока

**ЭМК** Электромагнитный клапан

**ЭПН** Электропитательный насос

**ЭЧСР** Электрическая часть системы регулирования

**ЯППУ** Ядерная паро-производящая установка

# ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

* 1. Технологический регламент разработан в соответствии с требованиями Общих положений обеспечения безопасности атомных станций ОПБ-88/97 и является основным документом, определяющим безопасную эксплуатацию блока АЭС.
  2. Технологический регламент содержит правила и основные приёмы безопасной эксплуатации блока АС, общий порядок выполнения операций, связанных с безопасностью, а также пределы и условия безопасной эксплуатации.
  3. Технологический регламент разработан на основе проекта и предварительного и окончательного отчетов по обоснованию безопасности энергоблока АЭС «Бушер-1».
  4. Изменения в технологический регламент оформляются извещениями об изменении, которые должны быть согласованы с организациями, согласовавшими данный регламент, утверждены эксплуатирующей организацией и одобрены регулирующим органом в установленном порядке.
  5. На основании технологического регламента должны разрабатываться инструкции по эксплуатации оборудования и систем. Инструкции по эксплуатации оборудования и систем не должны противоречить требованиям технологического регламента.
  6. С вводом в действие настоящего Регламента отменяется действие технологического регламента безопасной эксплуатации энергоблока АЭС «Бушер-1» 51.BU.1 0.00.AB.WI.ATEX.001 редакция 0.
  7. Срок действия настоящего Регламента устанавливается равным 5 годам от даты введения в действие, после чего текст Регламента подлежит пересмотру.
  8. В настоящем Регламенте приводятся избыточные значения давлений в первом и во втором контурах, кроме случаев, оговоренных особо.
  9. Ответственным лицом за пересмотр и внесение изменений в данный документ является главный технолог.

# ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ОПИСАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СОСТОЯНИЙ БЛОКА АС

**2.1 Основные определения**

* + 1. АВАРИЯ – нарушение эксплуатации АС, при котором произошёл 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.
    2. ГОТОВНОСТЬ К РАБОТЕ - свойство системы (элемента) быть в состоянии выполнять требуемую функцию при заданных условиях в данный момент времени или в течение заданного интервала времени при условии обеспечения необходимыми внешними ресурсами.
    3. ДЕФЕКТ СИСТЕМЫ (ЭЛЕМЕНТА) - каждое отдельное несоответствие системы (элемента) установленным требованиям.
    4. ИСПЫТАНИЯ СИСТЕМЫ (ЭЛЕМЕНТА) - экспериментальное определение количественных и (или) качественных характеристик системы (элемента) как результата воздействия на неё при её функционировании, при моделировании и (или) воздействии.
    5. КОМПЕНСИРУЕМАЯ ТЕЧЬ – течь, при которой для надежного охлаждения активной зоны реактора и планового перевода РУ в “холодное” состояние достаточно проектной работы систем нормальной эксплуатации.
    6. КРАТКОВРЕМЕННЫЙ ОСТАНОВ БЛОКА АС - останов блока АС на срок не более трёх суток.
    7. КРИТЕРИИ УСПЕШНОГО ЗАВЕРШЕНИЯ ПРОВЕРКИ – совокупность признаков, на основе которых производится подтверждение работоспособности системы (элемента).
    8. ЛОЖНОЕ СРАБАТЫВАНИЕ АЗ ИЛИ ТЗБ - срабатывание, вызванное неисправностью элементов или их цепей. При ложном срабатывании фактические значения соответствующих параметров не достигают значений их уставок.
    9. МИНИМАЛЬНЫЙ КОНТРОЛИРУЕМЫЙ УРОВЕНЬ (МКУ) МОЩНОСТИ РЕАКТОРА - уровень мощности реактора величиной от 10-5 до 1 % от номинальной, достаточный для контроля за цепной реакцией с помощью штатной аппаратуры контроля (АКНП). МКУ считается достигнутым, если с помощью АКНП зафиксирован уровень мощности 10-5 % от номинальной.
    10. МАКСИМАЛЬНО-ДОПУСТИМАЯ ТЕПЛОВАЯ МОЩНОСТЬ РЕАКТОРА (Nдоп) – проектная тепловая мощность, соответствующая определенным в проекте эксплуатационным пределам и условиям..
    11. НАРУШЕНИЕ НОРМАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ – нарушение в работе блока АС, при котором произошло отклонение от установленных эксплуатационных пределов и условий. При этом могут быть нарушены и другие установленные проектом пределы и условия, включая пределы безопасной эксплуатации.
    12. НЕИСПРАВНОСТЬ КАНАЛА АЗ – это отказ оборудования в канале, не приводящий к отказу выполнения функции защиты в данном канале.
    13. НЕИСПРАВНОСТЬ КАНАЛА ПЗ – это отказ оборудования в канале, не приводящий к отказу выполнения функции защиты в данном канале.
    14. НЕКОМПЕНСИРУЕМАЯ ТЕЧЬ – течь, при которой для компенсации потери теплоносителя недостаточно проектной работы систем нормальной эксплуатации и требуется автоматический ввод в работу систем безопасности.
    15. НОМИНАЛЬНАЯ ТЕПЛОВАЯ МОЩНОСТЬ РЕАКТОРА (Nном) – тепловая мощность реактора при четырех работающих ГЦНА и нормальном состоянии оборудования, составляющая 3000 МВт.
    16. НОРМАЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ – работа блока АС без отклонений от установленных эксплуатационных пределов и условий, а также вся деятельность, направленная на достижение безопасным образом цели, для которой была построена АС, включая работу на мощности, пуск, остановы, испытания, техническое обслуживание, ремонт и перегрузку топлива, инспектирование во время эксплуатации и другую, связанную с этим деятельность.
    17. ОСТАНОВ БЛОКА АС - перевод реактора в подкритическое состояние. Останов может быть плановым по предварительно согласованной заявке или неплановым.
    18. ОТКАЗ КАНАЛА АЗ – это отказ оборудования в канале, приводящий к отказу выполнения функции в данном канале.
    19. ОТКАЗ ОДНОГО КОМПЛЕКТА ИСПОЛНИТЕЛЬНОЙ ЧАСТИ АЗ – это отказ в оборудовании исполнительной части АЗ, приводящий к снижению надежности или отказу по выполнению функции АЗ в данном комплекте.
    20. ОТКАЗ КАНАЛА ПЗ – это отказ оборудования в канале, приводящий к отказу выполнения функции в данном канале.
    21. ОТКАЗ СИСТЕМЫ (ЭЛЕМЕНТА) - событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния системы (элемента).
    22. ПЕРЕГРУЗКА АКТИВНОЙ ЗОНЫ – ядерно-опасные работы по загрузке, извлечению и перемещению ТВС, ПС СУЗ и пучков СВП с целью замены выработавших свой ресурс.
    23. ПРЕДАВАРИЙНАЯ СИТУАЦИЯ – состояние блока АС, характеризующееся нарушением пределов или условий безопасной эксплуатации, не перешедшее в аварию.
    24. ПРЕДЕЛЫ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ – установленные проектом значения параметров технологического процесса, отклонения от которых могут привести к аварии.
    25. ПРОЕКТНЫЕ ПРЕДЕЛЫ – значения параметров и характеристик состояния систем (элементов) и АС в целом, установленные в проекте для нормальной эксплуатации, аварийных ситуаций и аварий.
    26. ПУСК БЛОКА АС - комплекс операций по выводу реактора в критическое состояние и переводу блока АС на энергетический уровень мощности. Пуск блока АС начинается с взвода рабочих органов СУЗ реактора в рабочее положение и завершается включением турбогенератора в сеть.
    27. ПУСКОВОЙ ИНТЕРВАЛ - диапазон значений содержания борной кислоты в воде ГЦК для конкретного состояния РУ, при котором ожидается выход реактора в критическое состояние. Нижнее значение интервала принимается равным расчётной величине содержания борной кислоты, соответствующей критическому состоянию. Верхнее значение интервала принимается равным нижнему, увеличенному на 1 г/кг.
    28. РАБОТОСПОСОБНОЕ СОСТОЯНИЕ - состояние системы (включая вспомогательные элементы), при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской документации.
    29. РАЗУПЛОТНЕНИЕ 1 КОНТУРА – комплекс операций по снятию уплотнения хотя бы с одного разъема 1 контура.
    30. РЕМОНТ - комплекс операций по восстановлению работоспособного или исправного состояния объекта и (или) восстановлению его ресурса.
    31. РАЗОГРЕВ БЛОКА АС - совокупность операций на системах и оборудовании, обеспечивающих перевод блока АС из “холодного” в “горячее” состояние.
    32. РАСХОЛАЖИВАНИЕ БЛОКА АС - совокупность операций на системах и оборудовании, обеспечивающих перевод блока АС из “горячего” в “холодное” состояние.
    33. СТАЦИОНАРНЫЙ УРОВЕНЬ МОЩНОСТИ РУ – любой уровень мощности РУ в диапазоне от МКУ до номинальной, на котором РУ проработала более 3-х часов.
    34. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ - комплекс операций по поддержанию работоспособности и исправности объекта (систем и элементов) при использовании по назначению, в режиме ожидания, при хранении и транспортировании.
    35. ТОПЛИВНАЯ ЗАГРУЗКА – совокупность ТВС, ПС СУЗ и пучков СВП, находящихся в активной зоне реактора между двумя последовательными перегрузками.
    36. УПЛОТНЕНИЕ 1 КОНТУРА – комплекс операций по затягу болтовых и шпилечных соединений и других работ на разъемах 1 контура в соответствии с эксплуатационными процедурами с целью обеспечения его плотности, подтвержденной соответствующими испытаниями.
    37. УПРАВЛЯЮЩИЕ ГРУППЫ ОР СУЗ – три группы ОР СУЗ с максимальными номерами (для первой загрузки – группы №№ 8,9,10), предназначенные для управления мощностью реактора и распределением энерговыделения в активной зоне.
    38. УСЛОВИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ – установленные проектом минимальные условия по количеству, характеристикам, состоянию работоспособности и условиям технического обслуживания систем (элементов), важных для безопасности, при которых обеспечивается соблюдение пределов безопасной эксплуатации и/или критериев безопасности.
    39. ЦЕЛОСТНОСТЬ ЗАЩИТНОЙ ОБОЛОЧКИ - состояние конструкции защитной оболочки, при котором выполняются следующие условия:
* вся арматура отсечения защитной оболочки ручного управления и заглушки, за исключением, установленных на импульсных линиях КИП, закрыты;
* по крайней мере, одна дверь каждого шлюза для персонала плотно закрыта;
* по крайней мере, одна из дверей грузового шлюза плотно закрыта;
* по крайней мере, одна дверь из двух сблокированных в межоболочечное пространство плотно закрыта (для основного и аварийного шлюзов);
* каждый клапан отсечения защитной оболочки работоспособен, или закрыт и отключен, за исключением нормально открытых клапанов и клапанов на импульсных линиях КИП.
  + 1. ЦИКЛ НАГРУЖЕНИЯ – однократное изменение параметров рабочей среды от исходного состояния до конечного состояния.
    2. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПРЕДЕЛЫ - значения параметров и характеристик состояния систем (элементов) и АС в целом, заданных проектом для нормальной эксплуатации.
    3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ С ОТКЛОНЕНИЯМИ - эксплуатация АС с нарушением эксплуатационных пределов или условий, но без нарушения пределов или условий безопасной эксплуатации.
    4. ЯДЕРНО-ОПАСНЫЕ РАБОТЫ – работы на РУ, которые могут привести к ядерной аварии.
    5. SPIKE-ЭФФЕКТ – рост удельной активности радионуклида йод-131 в теплоносителе 1 контура в 5 и более раз, связанный с выходом этого радионуклида из негерметичных твэлов после срабатывания аварийной защиты РУ или после изменения мощности РУ не менее, чем на 20 % от текущего уровня. «Spike-эффект» определяется на основании специальной методики, которая описана в ИЭ по КГО.

**2.2 Эксплуатационные состояния блока АС**

**2.2.1 Рабочие режимы нормальных условий эксплуатации блока АС**

При эксплуатации блок АС может находиться в одном из следующих режимов:

1) “работа на мощности”:

а) с полным числом ГЦНА;

б) с неполным числом ГЦНА;

2) “реактор на минимальном контролируемом уровне мощности”;

3) “горячее” состояние;

4) “холодное” состояние;

5) “останов для ремонта”;

6) “перегрузка топлива”.

При переходе от одного режима к другому блок АС находится в переходном режиме.

**2.2.2 Параметры РУ в режимах нормальных условий эксплуатации блока АС**

* + - 1. **2.2.2.1 Режим блока АС “Работа на мощности” (состояние 1)**

Режим блока АС “работа на мощности” характеризуется условиями и параметрами:

1) мощность реактора в диапазоне от 1,0 % до 100 % номинального уровня;

2) концентрация борной кислоты в теплоносителе 1-го контура - текущая, соответствующая мощности реактора и положению ОР СУЗ;

3) температура теплоносителя в 1-ом контуре:

а) в “холодных” нитках – не более 291+2 °С;

б) в “горячих” нитках – не более 321+5 °С;

4) давление в 1-м контуре - (15,7±0,3) МПа (160±3 кгс/см2);

5) уровень в КД - ((5100÷8170)±150) мм (отсчет уровня от нижней внутренней образующей корпуса КД);

6) давление в ПГ - (6,27±0,1) МПа (64±1,02 кгс/см2);

7) уровень в ПГ - (2400±50) мм;

8) в работе не менее двух ГЦНА:

а) четыре ГЦНА - при работе с полным числом циркуляционных петель;

б) два или три ГЦНА - при работе с неполным числом циркуляционных петель;

9) положение ОР СУЗ в соответствии с Приложением E.

10) Турбоустановка находится в горячем состоянии, на номинальных оборотах (3000 об /мин) и подключена к внешней электросети (в зависимости от мощности РУ).

* + - 1. **2.2.2.2 Режим блока АС “реактор на** минимальном контролируемом уровне **мощности” (состояние 2)**

Режим блока АС “реактор на минимальном контролируемом уровне мощности” характеризуется следующими условиями и параметрами:

1) реактор критичен;

2) мощность реактора в диапазоне от10-5 до 1,0 % Nном;

3) концентрация борной кислоты в теплоносителе 1-го контура - текущая, соответствующая критическому состоянию;

4) температура теплоносителя в 1-ом контуре - более 260 °С;

5) уровень в КД - (5100±150) мм;

6) давление в 1-ом контуре - (15,7±0,2) МПа (160 ±2) кгс/см2;

7) в работе не менее двух ГЦНА;

8) давление в ПГ – (4,9÷6,28) МПа (50÷64) кгс/см2;

9) уровень в ПГ - (2400±50) мм;

10) положение ОР СУЗ в соответствии с Приложением E.

11) Турбоустановка находится в неостывшем состоянии на ВПУ (валоповоротном устройстве).

* + - 1. **2.2.2.3 Режим “Горячее состояние” блока АС (состояние 3)**

“Горячее состояние” блока АС характеризуется следующими условиями и параметрами:

1) реактор подкритичен, запас подкритичности не менее 1 % dk/k сверх подкритичности, вносимой ОР СУЗ, концентрация борной кислоты в теплоносителе 1-го контура не менее минимально-допустимой в соответствии с приведенной в альбоме НФХ, конкретной для каждой загрузки;

2) ОР СУЗ на НКВ или на жестких упорах;

3) температура теплоносителя 1-го контура - более 260 °С;

4) давление в 1-м контуре – (15,7±0,2) МПа (160±2) кгс/см2;

5) КД в паровом режиме;

6) уровень в КД - (5100±150) мм;

7) давление в ПГ – (4,9÷6,28) МПа (50÷64 кгс/см2);

8) уровень в ПГ - (2400±50) мм;

9) в работе не менее 2-х противоположных ГЦНА.

10) Турбоустановка находится в неостывшем состоянии на ВПУ (валоповоротном устройстве).

* + - 1. **2.2.2.4 Режим “Холодное состояние” блока АС (состояние 4)**

“Холодное состояние” блока АС характеризуется следующими условиями и параметрами РУ:

1) реактор подкритичен, концентрация борной кислоты в теплоносителе 1-го контура не менее 16 г/дм3;

2) ОР СУЗ на НКВ или на жестких упорах;

3) температура теплоносителя на выходе из а.з. - не более 70 °С;

4) давление в 1-ом контуре не более 2,0 МПа (20 кгс/см2);

5) в работе система TH для отвода остаточного тепла активной зоны;

6) первый контур уплотнён;

7) минимальный уровень в КД - 5700 мм;

8) обеспечено непревышение разности между температурой подаваемого на вход в а.з. теплоносителя от системы TH и температурой теплоносителя на выходе из а.з 30 °С.

9) Турбоустановка находится в холодном состоянии.

* + - 1. **2.2.2.5 Режим блока АС “останов для ремонта” (состояние 5)**

Режим блока АС “останов для ремонта” характеризуется следующими условиями и параметрами РУ:

1) реактор подкритичен;

2) ОР СУЗ на НКВ или на жестких упорах;

3) концентрация борной кислоты в теплоносителе 1-го контура- не менее 16 г/дм3;

4) температура теплоносителя на выходе из а.з. - менее 70 °С;

5) давление в 1-ом контуре равно атмосферному;

6) температура в КД - менее 70 °С;

7) уровень в реакторе на (200÷300) мм ниже ГРР или снижен для выполнения ремонтных работ, но не ниже верхних образующих холодных патрубков реактора;

8) первый контур разуплотнён;

9) в работе система TH по нормальной или ремонтной схеме расхолаживания;

10) обеспечено непревышение разности между температурой подаваемого на вход в а.з. теплоносителя от системы TH и температурой теплоносителя на выходе из а.з 30 °С;

11) Объем под крышкой реактора вентилируется азотом при снятых трех приводах. При разуплотнении коллекторов ПГ объем коллекторов вентилируется азотом.

12) Турбоустановка находится в холодном состоянии. (Допускается проведение ремонтных работ).

* + - 1. **2.2.2.6 Режим блока АС “перегрузка топлива” (состояние 6)**

Режим блока АС при “перегрузке топлива” характеризуется следующими условиями и параметрами РУ:

1) реактор подкритичен;

2) концентрация борной кислоты в теплоносителе 1-го контура, в БВ - не менее 16 г/дм3;

3) температура теплоносителя 1-го контура на выходе из активной зоны - менее 70 °С, а в БВ при проведении работ: 50 °С – при плановой перегрузке топлива, 70 °С – при полной выгрузке ТВС активной зоны в бассейн выдержки;

4) давление в первом контуре равно атмосферному;

5) уровень в БВ (контейнерный отсек, шахта ревизии ВКУ, верхняя шахта реактора) не ниже отметки +21,0 м;

6) обеспечено непревышение разности между температурой подаваемого на вход в а.з. теплоносителя от системы TH и температурой теплоносителя на выходе из а.з 30 °С.

7) Турбоустановка находится в холодном состоянии, проводятся ремонтные работы.

**2.2.3 Характеристики турбоустановки в эксплуатационных состояниях энергоблока**

* + - 1. 2.2.3.1 “Холодное” состояние турбоагрегата - Температура металла корпуса турбины в зоне паровпуска не превышает 80 oС.
      2. 2.2.3.2 “Неостывшее” состояние турбоагрегата - температура металла корпуса турбины в зоне паровпуска от 80 °С до 180 °С.
      3. 2.2.3.3 “Горячее” состояние турбоагрегата - температура металла корпуса турбины в зоне паровпуска более 180 °С.

# ПРОЕКТНЫЕ ПРЕДЕЛЫ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКА

**3.1 Критерии безопасности**

3.1.1 Активная зона реактора, а также связанная с ней система теплоносителя реактора спроектирована с соответствующим запасом для обеспечения не превышения заданных допустимых проектных пределов при любых условиях эксплуатации, а также при воздействиях от ожидаемых при эксплуатации событий.

3.1.2 Проектные пределы, в общем виде, в зависимости от области эксплуатации имеют следующую классификацию:

* эксплуатационные пределы;
* пределы безопасной эксплуатации;
* максимальные проектные пределы.

3.1.3 Для условий нормальной эксплуатации установлен эксплуатационный предел повреждения твэлов за счет образования микротрещин с дефектами типа газовой неплотности оболочки, который не должен превышать 0,2 % твэлов и 0,02 % твэлов при прямом контакте ядерного топлива с теплоносителем.

3.1.4 Не превышение эксплуатационных пределов по активной зоне обеспечивается поддержанием параметров РУ в проектных пределах системами контроля и управления нормальной эксплуатации (АРМ, РОМ, УПЗ, ПЗ, СГИУ).

3.1.5 Для условий нормальной эксплуатации и при нарушении нормальных условий эксплуатации установлен предел безопасной эксплуатации по количеству и величине дефектов твэлов - 1 % твэлов с дефектами типа газовой неплотности и 0,1 % твэлов, для которых имеет место прямой контакт теплоносителя и ядерного топлива в режимах нарушений нормальной эксплуатации (с учетом действия защитных систем):

* при неисправностях системы управления и контроля реактора;
* при потере электропитания ГЦНА;
* при отключении турбогенераторов и потребителей тепла;
* при полной потере внешних источников энергопитания;
* при течах первого контура, восполняемых и не восполняемых системами подпитки первого контура.

В проектных авариях (с учетом действий системы аварийного охлаждения зоны) не превышается максимальный предел повреждения твэлов:

* температура оболочек твэлов не более 1200 °С;
* локальная глубина окисления оболочек твэлов не более 18 % от первоначальной толщины стенки;
* доля прореагировавшего циркония не более 1 % его массы в оболочках твэлов.

Значения коэффициентов реактивности по удельному объему теплоносителя, по температуре теплоносителя, по температуре топлива и по мощности реактора являются отрицательными во всем диапазоне изменений параметров реактора при нормальной эксплуатации, нарушениях нормальной эксплуатации и проектных авариях.

3.1.6 Конструкция активной зоны реактора в совокупности с системой надежного электропитания, СУЗ, САОЗ, блокировками исключает возможность разрушения активной зоны и расплавления топлива во всех проектных режимах и позволяет произвести выгрузку активной зоны реактора в указанных режимах.

3.1.7 Максимальный линейный тепловой поток с твэлов в режимах нормальной эксплуатации не должен превышать предельных значений на нижней половине высоты активной зоны - 448 Вт/см, в верхней половине активной зоны – линейное снижение с промежуточным значением 360 Вт/см на высоте 80 % от низа активной зоны с учетом погрешностей определяемых параметров.

Базовые уставки АЗ, ПЗ-1, ПЗ-2 по линейному энерговыделению для различного количества работающих ГЦНА на энергетических уровнях мощности реактора приведены ниже. При изменении числа работающих ГЦНА в аппаратуре ПТК-3 реализована задержка времени равная 80 секундам для применения понижающих коэффициентов к уставкам по линейному энерговыделению.

Таблица 3.1.1 Уставки АЗ, ПЗ-1, ПЗ-2 по локальному энерговыделению (qL).

В работе 4 ГЦНА.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Уставка АЗ по qL [Вт/см]** | | |
| Номер слоя | Твэлы крайнего ряда в ТВС | Остальные твэлы |
| 1 | 392.0 | 420.0 |
| 2 | 392.0 | 420.0 |
| 3 | 392.0 | 420.0 |
| 4 | 387.6 | 415.3 |
| 5 | 355.3 | 380.6 |
| 6 | 318.5 | 341.3 |
| 7 | 280.9 | 300.9 |
| **Уставка ПЗ-1 по qL [Вт/см]** | | |
| Номер слоя | Твэлы крайнего ряда в ТВС | Остальные твэлы |
| 1 | 373.3 | 400.0 |
| 2 | 373.3 | 400.0 |
| 3 | 373.3 | 400.0 |
| 4 | 369.2 | 395.5 |
| 5 | 338.3 | 362.5 |
| 6 | 303.3 | 325.0 |
| 7 | 267.5 | 286.6 |

Продолжение Таблицы 3.1.1

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Уставка ПЗ-2 по qL [Вт/см]** | | |
| Номер слоя | Твэлы крайнего ряда в ТВС | Остальные твэлы |
| 1 | 369.6 | 396.0 |
| 2 | 369.6 | 396.0 |
| 3 | 369.6 | 396.0 |
| 4 | 365.5 | 391.6 |
| 5 | 335.0 | 358.9 |
| 6 | 300.3 | 321.8 |
| 7 | 264.8 | 283.7 |

Таблица 3.1.2 Уставки АЗ, ПЗ-1, ПЗ-2 по локальному энерговыделению (qL).

В работе 3 ГЦНА.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Уставка АЗ по qL [Вт/см]** | | |
| Номер слоя | Твэлы крайнего ряда в ТВС | Остальные твэлы |
| 1 | 297.9 | 319.2 |
| 2 | 297.9 | 319.2 |
| 3 | 297.9 | 319.2 |
| 4 | 294.6 | 315.6 |
| 5 | 270.0 | 289.3 |
| 6 | 242.1 | 259.4 |
| 7 | 213.5 | 228.7 |
| **Уставка ПЗ-1 по qL [Вт/см]** | | |
| Номер слоя | Твэлы крайнего ряда в ТВС | Остальные твэлы |
| 1 | 283.7 | 304.0 |
| 2 | 283.7 | 304.0 |
| 3 | 283.7 | 304.0 |
| 4 | 280.6 | 300.6 |
| 5 | 257.1 | 275.5 |
| 6 | 230.5 | 247.0 |
| 7 | 203.3 | 217.8 |

Продолжение Таблицы 3.1.2

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Уставка ПЗ-2 по qL [Вт/см]** | | |
| Номер слоя | Твэлы крайнего ряда в ТВС | Остальные твэлы |
| 1 | 280.9 | 301.0 |
| 2 | 280.9 | 301.0 |
| 3 | 280.9 | 301.0 |
| 4 | 277.8 | 297.6 |
| 5 | 254.6 | 272.7 |
| 6 | 228.2 | 244.5 |
| 7 | 201.3 | 215.6 |

Таблица 3.1.3 Уставки АЗ, ПЗ-1, ПЗ-2 по локальному энерговыделению (qL).

В работе 2 смежных ГЦНА.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Уставка АЗ по qL [Вт/см]** | | |
| Номер слоя | Твэлы крайнего ряда в ТВС | Остальные твэлы |
| 1 | 180.3 | 193.2 |
| 2 | 180.3 | 193.2 |
| 3 | 180.3 | 193.2 |
| 4 | 178.3 | 191.0 |
| 5 | 163.4 | 175.1 |
| 6 | 146.5 | 157.0 |
| 7 | 129.2 | 138.4 |
| **Уставка ПЗ-1 по qL [Вт/см]** | | |
| Номер слоя | Твэлы крайнего ряда в ТВС | Остальные твэлы |
| 1 | 171.7 | 184.0 |
| 2 | 171.7 | 184.0 |
| 3 | 171.7 | 184.0 |
| 4 | 169.8 | 181.9 |
| 5 | 155.6 | 166.8 |
| 6 | 139.5 | 149.5 |
| 7 | 123.1 | 131.8 |

Продолжение Таблицы 3.1.3

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Уставка ПЗ-2 по qL [Вт/см]** | | |
| Номер слоя | Твэлы крайнего ряда в ТВС | Остальные твэлы |
| 1 | 170.0 | 182.2 |
| 2 | 170.0 | 182.2 |
| 3 | 170.0 | 182.2 |
| 4 | 168.1 | 180.1 |
| 5 | 154.1 | 165.1 |
| 6 | 138.1 | 148.0 |
| 7 | 121.8 | 130.5 |

Таблица 3.1.4 Уставки АЗ, ПЗ-1, ПЗ-2 по локальному энерговыделению (qL).

В работе 2 противоположных ГЦНА.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Уставка АЗ по qL [Вт/см]** | | |
| Номер слоя | Твэлы крайнего ряда в ТВС | Остальные твэлы |
| 1 | 231.3 | 247.8 |
| 2 | 231.3 | 247.8 |
| 3 | 231.3 | 247.8 |
| 4 | 228.7 | 245.0 |
| 5 | 209.6 | 224.6 |
| 6 | 187.9 | 201.3 |
| 7 | 165.7 | 177.6 |
| **Уставка ПЗ-1 по qL [Вт/см]** | | |
| Номер слоя | Твэлы крайнего ряда в ТВС | Остальные твэлы |
| 1 | 220.3 | 236.0 |
| 2 | 220.3 | 236.0 |
| 3 | 220.3 | 236.0 |
| 4 | 217.8 | 233.4 |
| 5 | 199.6 | 213.9 |
| 6 | 179.0 | 191.8 |
| 7 | 157.8 | 169.1 |

Продолжение Таблицы 3.1.4

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Уставка ПЗ-2 по qL [Вт/см]** | | |
| Номер слоя | Твэлы крайнего ряда в ТВС | Остальные твэлы |
| 1 | 218.1 | 233.6 |
| 2 | 218.1 | 233.6 |
| 3 | 218.1 | 233.6 |
| 4 | 215.6 | 231.0 |
| 5 | 197.6 | 211.7 |
| 6 | 177.2 | 189.8 |
| 7 | 156.2 | 167.4 |

3.1.8 Запас до кризиса теплоотдачи (DNBR) с учетом погрешности его определения в режимах с нарушением нормальных условий эксплуатации, с доверительной вероятностью 95 %, должен быть не менее 1,0 с учетом погрешностей определяемых параметров.

Прикладное и программное обеспечение СВРК в части определения запаса до кризиса теплообмена должно быть верифицировано в соответствие с инструкциями по эксплуатации оборудования СВРК, в том числе, путем сравнения с результатами расчетов по кодам, используемым для обоснования проекта РУ. По результатам верификации уставок DNBR для стационарных и нестационарных режимов установлены следующие значения:

- АЗ - 1,2;

- ПЗ-1 - 1,3;

- ПЗ-2 - 1,35;

3.1.9 Критерием безопасности, определяющим целостность системы теплоносителя реактора, является не превышение давления более, чем на 15 % от значения рабочего давления.

Указанный критерий безопасности является пределом безопасной эксплуатации для системы теплоносителя первого контура.

Весь диапазон повышения давления от номинального до предела безопасной эксплуатации имеет ряд уставок по давлению, при достижении значения которых срабатывают технологические защиты для предотвращения повышения давления сверх установленных проектом эксплуатационных пределов или системы безопасности − в случаях превышения эксплуатационных пределов по давлению для смягчения последствий аварийных состояний и предотвращения достижения предела безопасной эксплуатации.

Не превышение эксплуатационных пределов по давлению во всем спектре режимов НУЭ обеспечивается системой компенсации давления.

3.1.10 В проекте РУ показано не превышение следующих критериев безопасности:

- скорости изменения мощности не должны превышать значений, указанных в таблице 3.2.1.6.1;

- максимальное эффективное время эксплуатации ТВС в активной зоне зависит от величины обогащения топлива;

- максимальное календарное время пребывания ТВС в активной зоне – 5 лет;

- максимальное отклонение текущего состояния офсете от его стационарного значения – 5 %. Под стационарным значением офсета понимается установившаяся величина офсета при работе ректора на номинальной мощности;

- коэффициент реактивности по удельному объему теплоносителя, температуре теплоносителя и топлива, и мощности реактора – меньше 0 во всем диапазоне изменения параметров реактора;

- минимальная эффективность аварийной защиты на Nном, на начало и конец работы топливной загрузки не менее заданной в альбоме НФХ на данную конкретную загрузку;

- температура повторной критичности не более 120 °С;

- максимальная мощность ректора при подключении ГЦНА – при трех работающих – 30 % Nном, при двух работающих – 20 % Nном.

**3.2 Эксплуатационные пределы**

**3.2.1 Эксплуатационные пределы по технологическим  
 параметрам**

* + - 1. 3.2.1.1 В таблице 3.2.1.1.1 приведены технологические параметры в состоянии энергоблока “работа на мощности” для нормальной эксплуатации.

Таблица 3.2.1.1.1 - Технологические параметры в состоянии “работа на мощности” для нормальной эксплуатации

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметры | Количество работающих ГЦНА | | | | Точ-ность опреде-ления |
| 4 | 3 | 2  противо-положные петли | 2  смежные петли |
| 1 Максимально допустимая тепловая мощность реактора (с учётом точности поддержания системой регулирования), МВт/%Nном | 3000+60  100+2 | 2010+60  67+2 | 1500+60  50+2 | 1200+60  40+2 | ±60/2 |
| 2 Заданная (разрешённая) мощность, МВт / % | 3000/100 | 2010/67 | 1500/50 | 1200/40 | ±60/2 |
| 3 Подогрев теплоносителя в реакторе (по каждой циркуляционной петле), не более, °С | 32,5 | 25,5 | 26,5 | 21,5 | ±0,5 |
| 4 Перепад давления на реакторе без учета патрубков, МПа | 0,381±0,06 (при 4-х работающих ГЦНА и расходе 84800 м3/ч) | | | | |
| 5 Температура теплоносителя на выходе из реактора, °С, не более | 325 | 316 | 317 | 310 | ±1 |
| 6 Максимальная температура теплоносителя на выходе из ТВС, °С, не более | 335 | 333 | 338 | 330 | ±1 |
| 7 Расход теплоносителя через реактор, м3/ч | 84800  (+4000  -4800) | 64000  (+1700  -2400) | 40700  (+1250  -1750) | 40700  (+1250  -1750) |  |
| 8 Температура теплоносителя на входе в реактор, °С, не более | 292 | 290 | 290 | 288 | ±1 |
| 9 Давление теплоносителя на выходе из реактора, МПа (кгс/см2) | 15,7±0,2 (160±2) | | | | ±0,1 (1) |
| 10 Давление пара в работающем ПГ на выходе парового коллектора не более, МПа (кгс/см2) | 6,27±0,05 (64±0,5) | | | | ±0,05 (0,5) |

3.2.1.2 АРМ должен быть оттарирован по средневзвешенному значению тепловой мощности, рассчитываемому СВРК с учетом того, чтобы обеспечивать погрешность регулирования мощности не более 2 % от номинальной.

3.2.1.3 Значение номинального уровня воды в ПГ должно составлять (2400±50) мм по двухкамерным уровнемерам № 5, 6, 7.

Номинальным называется уровень воды в парогенераторе по двухкамерному уровнемеру № 7, при котором с запасом не менее 50 мм обеспечивается влажность пара на выходе из парогенератора (в паропроводе) не более 0,2 % при паропроизводительности парогенератора, равной 100 %.

3.2.1.4 Расход теплоносителя через реактор и расход пара от ПГ определяются косвенным методом. Расход теплоносителя определяется по паспортной характеристике ГЦНА и по тепловому балансу; расход пара - по расходу питательной воды с учётом расхода на продувку ПГ и по тепловому балансу.

3.2.1.5 При выходе значений параметров за установленные эксплуатационные пределы немедленно должны быть приняты оперативные меры для обеспечения соответствия указанным пределам, в том числе путём снижения мощности реактора с максимально-допустимой скоростью, указанной в таблице 3.2.1.6.1. При невозможности восстановления допустимых значений параметров реактор должен быть остановлен с рабочей скоростью.

3.2.1.6 В таблице 3.2.1.6.1 приведены допустимые скорости изменения мощности реактора и связанное с ними допустимое количество циклов нагружения ТВС.

Таблица 3.2.1.6.1 - Допустимые скорости изменения мощностии допустимое количество циклов нагружения ТВС

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Допустимые скорости изменения мощности | | | Допустимое количество циклов нагружения |
| 1 СНИЖЕНИЕ МОЩНОСТИ (кроме режимов АЗ, УПЗ и ПЗ1) | | | Количество циклов не ограничено |
| От 100% Nном и менее  Скорость | до  не более | МКУ  3% Nном /мин |  |
| 2 ПОВЫШЕНИЕ МОЩНОСТИ (кроме случаев повышения мощности по п. 3) | | | 70 циклов за срок службы ТВС |
| 2.1 От МКУ  Скорость | до  не более | (40÷45)% Nном  3% Nном/мин |  |
| 2.2 От (40÷45)% Nном  Скорость | до  не более | (75÷85)% Nном  1% Nном/мин |
| 2.3 На уровне мощности Выдержка | не менее | (75÷85)% Nном  3 часа |
| 2.4 От (75÷85)% Nном  Скорость | до  не более | 100% Nном  1% Nном/мин |
| 3 ПОВЫШЕНИЕ МОЩНОСТИ   1. после работы более 12 суток на любом пониженном уровне мощности 2. после перегрузки при работе реактора более 12 суток в конце предшествующего цикла на мощностном эффекте реактивности 3. при подключении неработающей петли | | | 23 цикла за срок службы ТВС, без учёта подключения ГЦНА на МКУ |
| 3.1 От МКУ  Скорость | до  не более | 50% Nном  3% Nном/мин |  |
| 3.2 От 50% Nном  Скорость | до  не более | 80% Nном  0.17% Nном/мин |
| 3.3 От 80% Nном  Скорость | до  не более | 100% Nном  0.017% Nном/мин |
| Средняя скорость подъёма мощности в диапазоне от 50% Nном до 100% Nном должна обеспечиваться:   1. ступенчатым подъёмом мощности на (2÷4) % Nном 2. скоростью ступенчатого подъёма до 2% Nном/мин 3. выдержкой между ступенями подъёма | | |  |
| Примечание. При подключении неработающей петли - 23 цикла за срок службы ТВС на каждый ГЦНА, без учёта подключения ГЦНА на МКУ | | | |
| 4 НАБРОС МОЩНОСТИ на 20% Nтек при изменениях нагрузки | | | 15 циклов за срок службы ТВС |
| 4.1 От МКУ | до | 50% Nном |  |

Продолжение таблицы 3.2.1.6.1

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Допустимые скорости изменения мощности | | | Допустимое количество циклов нагружения |
| Реализуется:   1. одной ступенью 2. со скоростью, обеспечиваемой системой регулирования реактора | | |  |
| 4.2 От 50% Nном | до | 100% Nном |  |
| Реализуется:   1. двумя ступенями по 10% Nтек 2. со скоростью, обеспечиваемой системой регулирования реактора 3. с выдержкой между ступенями не менее 3 часов | | |  |
| «Примечание:   1. При выборе графы (скорости увеличения мощности РУ) определяющим фактором является работа на постоянном (с учетом погрешности измерения) пониженном уровне мощности в пределах 50%Nном < Nпониж < 98%Nном 2. Если РУ проработала на Nпониж более 12 суток, а затем произошло снижение мощности по какой-либо причине до Nтек < Nпониж и на Nтек РУ проработала менее 12 суток, набор мощности от Nтек до Nпониж производится согласно п.2 таблицы, а с Nпониж до Nном согласно п.3 таблицы. 3. Если в рассматриваемом выше случае РУ проработала на уровне мощности Nтек более 12 суток, возможны варианты:   а) Nтек > 50%Nном набор нагрузки от Nтек до Nном производить в соответствии с п. 3 таблицы;  б) Nтек < 50%Nном набор нагрузки от Nтек до Nпониж производить согласно п. 2 таблицы, а с  Nпониж до Nном в соответствии с пунктом 3 таблицы». | | | |

* + - 1. 3.2.1.7 Перед включением неработающей петли к трём (двум) работающим, мощность реактора должна быть снижена до 30 (20) % Nном соответственно. Скорость подъёма мощности после включения ГЦНА - в соответствии с третьим пунктом таблицы 3.2.1.6.1 до величины, определяемой вторым пунктом таблицы 3.2.1.1.1.
      2. 3.2.1.8 Эксплуатационные пределы по коэффициентам неравномерности энерговыделения.

Коэффициенты неравномерности энерговыделения по объему активной зоны Kv(i,j), контролируемые по показаниям СКУД, не должны превышать Kv пред.(i,j), определяемых по следующему соотношению:

Kv пред (i,j) = Kv доп(i,j) /(0.17+0.83Nтек./Nдоп),

где:

i – номер высотного слоя активной зоны с нумерацией от низа активной зоны   
(i =1,2,…,16);

j – номер ТВС (j =1,2,…,163);

Kv доп(i,j) – предельно допустимое значение Kv(i,j) на номинальном уровне мощности реактора;

Nтек. – текущая мощность реактора;

Nдоп – допустимая мощность реактора.

Массив Kv доп(i,j) для топливных кампаний рассчитывается в рамках проведения нейтронно-физических расчетов в обоснование безопасности текущей топливной загрузки с шагом по кампании не более 40 эфф.сут. и указывается в АНФХ для каждой конкретной топливной загрузки.

Предельные значения Kv пред устанавливаются в СКУД в качестве уставки сигнализации и изменяются автоматически в зависимости от текущего значения мощности реактора.

3.2.1.9 Контролируемое СВРК значение коэффициента неравномерности энерговыделения в активной зоне по ТВС – Kq на номинальном уровне мощности имеет ограничение:

Kq ≤ Kq max,

где Kq max=1,35.

На любом уровне мощности должно выполняться ограничение:

Kq ≤ Kq max×Nт доп / Nт,

где:

Nт доп – допустимая мощность реактора при текущем числе работающих ГЦНА,

Nт – текущая мощность реактора.

3.2.1.10 Алгоритмы управления мощностью и распределением энерговыделения в активной зоне приведены в приложении E.

3.2.1.11 Допустимые значения показателей качества рабочих сред первого и второго контуров в период эксплуатации энергоблока приведены в приложении F.

**3.2.2 Ограничения по условиям нагружения оборудования**

3.2.2.1 В процессе эксплуатации энергоблока должно регистрироваться количество циклов нагружения оборудования при нормальной эксплуатации и при нарушениях нормальной эксплуатации, а также количество режимов и количество циклов для проектных аварий, которые лимитируются проектом (см. таблицы 3.2.2.1.1, 3.2.2.1.2, 3.2.2.1.3).

Таблица 3.2.2.1.1 - Перечень режимов и предельно-допустимое количество циклов  
для нормальных условий эксплуатации

| Наименование режима | | Количество за срок службы |
| --- | --- | --- |
| 1. Заполнение оборудования рабочей средой, уплотнение оборудования: | |  |
|  | реактора | 100 |
|  | остального оборудования | 60 |
| 2. Раздельное гидроиспытание по I и II контурам: | |  |
|  | на плотность | 100 |
|  | на прочность | 30 |

Продолжение Таблицы 3.2.2.1.1

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование режима | Количество за срок службы |
| 3. Плановый разогрев из холодного состояния со скоростью 20 оС/ч | 130 |
| 4. Стационарный режим (работа на четырех циркуляционных петлях при частоте в сети 49...50,5 Гц). Допускается работа на трех и двух циркуляционных петлях | неограниченно |
| 5. Изменение мощности |  |
| 5.1. Набор нагрузки со скоростью 60 % текущей мощности в минуту в диапазоне 0..10 % Nном, со скоростью 3...4 % Nном в минуту в диапазоне 10...70 % Nном, со скоростью 1...1,5 % Nном в минуту в диапазоне 70...100 % Nном с 3-х часовой выдержкой на мощности 70...80 % Nном.  Ежесуточный набор нагрузки от уровня собственных нужд или из горячего состояния после пребывания в этих состояниях в течение 5...8 часов ежесуточно и в течение 24...55 часов в нерабочие дни с вышеуказанными скоростями | 5600 |
| 5.2. Снижение нагрузки со скоростями указанными в п. 5.1, ежесуточный сброс нагрузки до уровня собственных нужд или до горячего состояния на 5...8 часов или на 24...55 часов в нерабочие дни, с теми же скоростями | 5000 |
| 5.3. Изменение нагрузки в пределах 30...100 % Nном (регулировочный диапазон) без ограничения времени работы на любом уровне мощности и создание нагрузки после длительной работы в указанном диапазоне со скоростями указанными в пункте 5.1 | 10000 |
| 5.4. Сброс электрической нагрузки энергоблоком со скоростью 150...200 % Nном в секунду до любого значения с любого значения исходной мощности без ограничения во времени работы с новым уровнем мощности при сбросе от верхнего до нижнего пределов регулировочного диапазона | 150 |
| 5.5. Восстановление электрической нагрузки энергоблока со скоростью 25...30 % Nном в минуту до исходной величины после сброса нагрузки по п. 5.4, если длительность работы на сниженном уровне мощности не превышает 10 с (в случае превышения длительности работы на сниженном уровне мощности 10 с энергоблок остается на этом уровне мощности, если он находится в пределах регулировочного диапазона, и может быть остановлен при сбросе нагрузки ниже регулировочного диапазона) | 150 |
| 5.6. Ступенчатое изменение нагрузки в пределах регулировочного диапазона на 20 % от текущего значения мощности | 150 |
| 5.7. Изменение электрической мощности энергоблока на 5 % Nном со скоростью 2 % Nном в секунду в интервале 50...100 % регулировочного диапазона с минимальной паузой между циклами не менее 1 минуты | неограниченно |
| ***Примечание:***  Скорость изменения мощности реакторной установки ограничена требованиями со стороны топлива, приведенными в табл. 3.2.1.6.1. | |

Продолжение Таблицы 3.2.2.1.1

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование режима | Количество за срок службы |
| 6. Ложное срабатывание АЗ | 150 |
| 7. Плановое отключение ГЦНА | 150 на каждый насос |
| 8. Плановое включение ГЦНА ранее неработающей петли | 230 на каждый насос (не более 23 за срок службы ТВС на каждый ГЦНА) |
| 9. Плановое отключение ПВД и последующее их включение | 300 (не более 35 за срок службы ТВС) |
| 10. Опробование ИПУ КД | 200 |
| 11. Опробование ИПУ ПГ | 150 |
| 12. Опробование гидроемкостей САОЗ, первой и второй ступени с проливом воды в реактор | 50 |
| 13. Плановое расхолаживание до холодного состояния со скоростью до 30 оС/ч | 70 |
| 14. Опорожнение и разуплотнение: |  |
| оборудования реактора | 100 |
| остального оборудования | 60 |
| 15. Падение одного органа регулирования СУЗ | 150 |
| 16. Работа на пониженных параметрах в конце кампании активной зоны | работа на выбеге реактивности |
| 17. Проведение транспортно-технологических операций с топливом под защитной оболочкой с помощью машины перегрузочной (загрузок - выгрузок) | 15 за срок службы ТВС |

Таблица 3.2.2.1.2 - Перечень проектных режимов и количество циклов с нарушением нормальных условий эксплуатации

| Наименование режима | Количество за срок службы |
| --- | --- |
| 1. Отключение различного числа ГЦНА | 80 |
| 2. Закрытие СК ТГ или потеря внешней электрической нагрузки | 100 |
| 3. Потеря неаварийного питания переменным током вспомогательного станционного оборудования (обесточивание АЭС) | 10 |
| 4. Потеря нормального расхода питательной воды, включая полное прекращение (за исключением разрыва трубопровода питательной воды). Работа АПЭН | 30 |
| 5. Неуправляемое извлечение наиболее эффективной группы ОР СУЗ из активной зоны (на номинальной мощности, на частичной мощности и из подкритичного состояния при пуске) | 30 (не более 3 за срок службы ТВС) |
| 6. Нарушение в системе борного регулирования или ошибка оператора, которая приводит к увеличению объема теплоносителя или снижению концентрации бора в первом контуре | 30 (не более 3 за срок службы ТВС) |
| 7. Неправильная работа регулирующего стержня (кластера) |  |
| - падение одного регулирующего стержня; | 10 |
| - извлечение одного регулирующего стержня (кластера) из регулирующей группы; | 10 |
| - статическое рассогласование по высоте одного регулирующего стержня (кластера) в регулирующей группе | 10 |
| 8. Непредусмотренная загрузка и работа ТВС в неправильном положении | 5 |
| 9. Непредусмотренный впрыск в КД из системы регулирования объема и химического состава (подпитки-продувки) | 30 |
| 10. Ложный впрыск в КД с напора ГЦНА | 30 |
| 11. Ошибка оператора при подавлении ксеноновых колебаний (перемещение ОР, вызывающее максимально возможную деформацию поля энерговыделений) | 5 (не более 1 за срок службы ТВС) |
| 12. Неисправная работа системы питания ПГ, которая приводит к увеличению расхода питательной воды или к понижению температуры питательной воды (включая ложное срабатывание АПЭН) | 30 |
| 13. Полное, непреднамеренное открытие одного регулирующего клапана питательной воды | 30 |
| 14.Увеличение расхода пара на турбину (вследствие неисправной работы или отказа регулятора давления пара). Мгновенное повышение нагрузки ТГ на 10 % выше номинальной | 100 |
| 15. Снижение расхода пара (вследствие неисправной работы или отказа регулятора давления пара). Ложное закрытие одного БЗОК | 10 |

Продолжение таблицы 3.2.2.1.2

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование режима | Количество за срок службы |
| 16. Непредусмотренное включение САОЗ при номинальной мощности, расхолаживании, холодной остановке и во время пуска | 30 |
| 17. Срыв вакуума в конденсаторе | 30 |
| 18. Аварийное отклонение частоты в сети |  |
| – от 51,5 до 52,5 Гц – до 5 мин однократно, но не более 750 мин в течение срока эксплуатации; | не более 10 циклов в год |
| – от 50,5 до 51,5 Гц – до 5 мин однократно, но не более 750 мин в течение срока эксплуатации; | не более 10 циклов в год |
| – от 49,0 до 47,5 Гц – до 5 мин однократно, но не более 750 мин в течение срока эксплуатации; | не более 10 циклов в год |
| – от 47,5 до 46,0 Гц – до 30 с однократно, но не более 300 мин в течение срока эксплуатации | не более 40 циклов в год |

Таблица 3.2.2.1.3 - Перечень режимов и количество циклов для проектных аварий

| Наименование режима | Количество за срок службы |
| --- | --- |
| 1. Малые течи теплоносителя в результате разрыва трубопровода (Ду=<100мм) | 15 (не более 1 за срок службы ТВС) |
| 2. Большие течи теплоносителя в результате разрыва трубопровода (Ду>100мм, включая разрыв главного циркуляционного трубопровода) | 1 (не более 1 за срок службы ТВС) |
| 3. Выброс органа регулирования СУЗ при разрыве чехла привода | 5 (не более 1 за срок службы ТВС) |
| 4. Непосадка ИПУ ПГ | 15 (не более 1 за срок службы ТВС) |
| 5. Непосадка ИПУ КД | 3 (не более 1 за срок службы ТВС) |
| 6. Непосадка клапанов устройств сброса пара (по одному на каждое из 4 устройств БРУ-А и по одному на каждое из 6 БРУ-К) | 8 (не более 1 за срок службы ТВС) |
| 7. Мгновенное заклинивание или разрыв вала одного ГЦНА из разного числа работающих | 4 (не более 1 за срок службы ТВС) |

Продолжение таблицы 3.2.2.1.3

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование режима | Количество за срок службы |
| 8. Спектр разрывов паропровода внутри и вне защитной оболочки (включая случай разрыва сборного коллектора ПГ), кроме разрыва трубки ПГ. | 4 (не более 1 за срок службы ТВС) |
| 9. Разрыв трубопровода питательной воды ПГ | 4 (не более 1 за срок службы ТВС) |
| 10. Разрыв главного парового коллектора | 1 (не более 1 за срок службы ТВС) |
| 11. Отрыв крышки коллектора ПГ по первому контуру по одному на каждый парогенератор | 4 (не более 1 за срок службы ТВС) |
| 12. Аварии с топливом при проведении ТТО (в том числе падение ТВС в бассейн выдержки при перегрузке топлива) | 1 (не более 1 за срок службы ТВС) |
| 13. Ошибки оператора при подключении петли (включение ГЦНА без предварительного снижения мощности), по одной на каждую петлю | 4 (не более 1 за срок службы ТВС) |
| 14. Компенсируемая течь бассейна выдержки | 1 (не более 1 за срок службы ТВС) |
| 15. Разрыв теплообменной трубки ПГ с последующим расхолаживанием со скоростью 60 оС/ч | 30 (не более 1 за срок службы ТВС) |
| 16. Течь из первого контура во второй в пределах ПГ (Ду=<100мм), кроме разрыва теплообменной трубки ПГ | 4 (не более 1 за срок службы ТВС) |
| 17. Разрыв линии КИП или других линий от границы давления теплоносителя реактора, которые проходят через противоаварийную оболочку | 30 (не более 1 за срок службы ТВС) |
| 18. Течь или повреждение систем, содержащих газообразные радиоактивные отходы | 10 (не более 1 за срок службы ТВС) |

Продолжение таблицы 3.2.2.1.3

|  |
| --- |
| Примечания:  1 Режимы по п.п. 4, 5 рассматриваются как непреднамеренное открытие с последующей непосадкой.  2 В режимах по п.п. 8, 9 рассматривается спектр диаметров трубопроводов.  3 Режимы приведенные в таблице 3.2.2.1.3 рассматриваются с наложением обесточивания АЭС. Обесточивание принимается в самый неблагоприятный момент аварии.  4 Nном - максимальная полезная мощность, достигаемая в процессе эксплуатации АЭС в нормальных режимах.  5 Приведенный перечень режимов предназначен для обоснования прочности оборудования РУ. Суммарное число режимов с нарушением нормальных условий эксплуатации в расчете на прочность принимается не более 300, аварийных режимов не более 30. При этом для каждого узла необходимо рассматривать наиболее неблагоприятные с точки зрения прочности режимы. |

3.2.2.2 Допустимое количество циклов и условия нагружения, а также ресурс работы трубопроводов вспомогательных систем, непосредственно примыкающих к трубопроводам 1-го контура до второй запорной арматуры, считая от места врезки в первый контур, и повреждение которых может быть исходным событием аварии, соответствуют циклам, условиям нагружения и ресурсу соответствующего оборудования 1-го контура.

3.2.2.3 Количество циклов нагружения ТВС за срок службы не должно превышать значений, указанных в табл. 3.2.1.6.1, 3.2.2.1.1, 3.2.2.1.2, 3.2.2.1.3 и приведенных в каталожном описании «Комплекс составных частей активной зоны реактора ВВЭР-1000 (тип В-446) 0401.16.00.000 ДКО.

Ограничения со стороны активной зоны на количество циклов каждого из режимов, перечисленных в табл. 3.2.2.1.2, не распространяется на случаи одновременного протекания двух и более из этих режимов. В случае одновременного протекания двух и более режимов данного раздела может потребоваться ревизия активной зоны. При реализации режимов, перечисленных в табл. 3.2.2.1.3, должна производиться ревизия активной зоны реактора для определения пригодности ТВС, ПС СУЗ и пучков СВП к их дальнейшей эксплуатации. Пригодность ТВС, ПС СУЗ и пучков СВП к их дальнейшей эксплуатации должна определяться компетентной группой из представителей Заказчика (Потребителя), Поставщика и Изготовителя составных частей активной зоны.

3.2.2.4 С началом работ по вводу блока в эксплуатацию должен быть обеспечен постоянный сбор и хранение информации по учету прошедших режимов нормальной эксплуатации, нарушений нормальной эксплуатации и проектных аварий в целях накопления статистики.

Для контроля остаточного ресурса элементов (узлов) РУ в проекте предусмотрена соответствующая подсистема СКА в составе СКУД, имеющая в своем составе программный комплекс контроля остаточного циклического ресурса основного оборудования РУ и выполняет функции контроля остаточного циклического ресурса следующих элементов оборудования РУ:

* корпус реактора;
* компенсатор давления;
* парогенераторы;
* главные циркуляционные трубопроводы;
* трубопроводы системы компенсации давления.

3.2.2.5 На температуру теплоносителя первого контура и элементов реакторной установки при гидроиспытаниях давлением 24,5 МПа (250 кгс/см2) и испытаниях на плотность давлением 17,6 МПа (180 кгс/см2) в течение срока службы накладываются следующие ограничения:

1) Минимальная температура теплоносителя 1-го контура, при которой (с учетом остывания теплоносителя и металла оборудования в процессе гидроиспытаний) допускается подъём давления в первом контуре до давления гидроиспытаний в зависимости от срока эксплуатации РУ, приведена в таблице 3.2.2.5.1.

Таблица 3.2.2.5.1 - Зависимость минимальной температуры теплоносителя перед подъемом давления до давления гидроиспытаний 1-го контура от срока эксплуатации РУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжительность эксплуатации РУ, лет | 0 | 1 | 4 | 7 | 8 | 12 | 16 | 20 | 24 | 28 | 30 | 40 |
| Минимальная температура, °С | 100 | 130 | 130 | 130 | 107 | 113 | 118 | 122 | 125 | 129 | 130 | 137 |

2) Минимальные температуры наружных поверхностей оборудования РУ при гидравлических испытаниях приведены в таблице 3.2.2.5.2.

Таблица 3.2.2.5.2. - Минимальные температуры поверхностей оборудования РУ при гидравлических испытаниях

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование оборудования, трубопроводов | Минимальная  температура  наружной  поверхности, °С |
| 1 Коллектор теплоносителя ПГ | 70 |
| 2 Корпус КД | 75 |
| 3 Корпус и элементы первого контура ГЦНА | 50 |
| 4 ГЦТ | 50 |
| 5 Соединительный трубопровод системы КД | 45 |
| 6 Трубопроводы пассивной части САОЗ в границах первого контура | 40 |
| 7 Трубопровод системы аварийного газоудаления в границах первого контура | 20 |
| 8 Корпус ПГ | 80 |
| 9 Корпус емкости САОЗ | 30 |
| 10 Трубопроводы САОЗ от емкости до первой запорной задвижки | 40 |
| 11 Корпус барботера | 20 |

Продолжение таблицы 3.2.2.5.2

|  |
| --- |
| Примечание – Минимальная температура поверхностей корпуса и элементов первого контура ГЦНА, коллектора теплоносителя ПГ, корпуса барботера определяется по температуре теплоносителя. |

3) Максимальная температура теплоносителя при гидроиспытаниях не более 140 °С.

4) Параметры гидроиспытаний оборудования РУ, не входящего в 1-й контур даны в таблице 3.2.2.5.3.

Таблица 3.2.2.5.3 - Параметры гидравлических испытаний

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование системы, части системы,  оборудования или  трубопроводов | Рабочее давление,  МПа | Давление  гидравлических испытаний, (допустимые пределы колебаний),  МПа | Давление  осмотра,  (допустимые  пределы  колебаний),  МПа | Температура  гидравлических  испытаний, °С |
| 1 Тупиковые участки  трубопроводов САОЗ | 17,66 | 24,5  (24,5-25,0) | 19,62  (19,62-20,6) | 40-120 |
| 2 ПГ по второму контуру | 7,84 | 10,79  ( 10,79-11,3) | 8,62  (8,62-9,07) | 90-120 |
| 3 Емкость САОЗ | 6,37 | 8,33  (8,1-8,5) | 6,64  (6,64-7,0) | 40-60 |
| 4 Участок трубопровода САОЗ от емкости до первой запорной задвижки | 6,37 | 8,33  (8,1-8,5) | 6,64  (6,64-7,0) | 40-60 |
| 5 Корпус барботера с участком трубопровода сброса до ИПУ КД | \*) | 0,98  (0,96-1,09) | 0,78  (0,77-0,87) | 20-60 |
| \*) Для корпуса барботера рабочее давление – 0,69 МПа, для участка трубопровода сброса от барботера до ИПУ КД – 11,3 МПа. | | | | |

Таблица 3.2.2.5.4 - Зависимость температуры поверхности корпуса реактора от срока эксплуатации при гидравлических испытаниях и проверках на плотность

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Срок службы РУ, лет | 0 | 1 | 4 | 7 | 8 | 12 | 16 | 20 | 24 | 28 | 32 | 36 | 40 |
| Минимальная температура при гидравлических испытаниях на прочность (Р=24,5 МПА), °С | 75 | 105 | 105 | 105 | 82 | 88 | 93 | 97 | 100 | 104 | 106 | 109 | 112 |
| Минимальная температура при гидравлических испытаниях на плотность  (Р=17,7 МПА), °С | 48 | 78 | 78 | 78 | 62 | 68 | 73 | 77 | 80 | 83 | 86 | 89 | 91 |

3.2.2.6 За период эксплуатации на разогретых ПГ допускается не более 240 продувок каждой импульсной линии однокамерных уравнительных сосудов водой с температурой (164±4) °С.

Количество циклов резкого изменения температуры питательной воды с 220 °С до 160 °С за весь ресурс не более 400.

В случае аварийного расхолаживания по отдельной магистрали в ПГ может подаваться вода с температурой от 5 °С до 40 °С в течение всего периода расхолаживания. Количество циклов – 80 на каждый парогенератор за весь срок службы.

3.2.2.7 Сейсмические воздействия (по шкале MSK-64):

Максимальное расчетное землетрясение (МРЗ), балл: 8 (7,6)

- горизонтальное ускорение, g 0,40

- вертикальное ускорение, g 0,22

Проектное землетрясение (ПрЗ), балл: 6 (6,2)

- горизонтальное ускорение, g 0,20

- вертикальное ускорение, g 0,13

Продолжительность работы ГЦНА в условиях проектного землетрясения - не более одной минуты, количество проектных землетрясений на весь ресурс работы подшипников и уплотнения вала - не более двух минут. После МРЗ и после проектного землетрясения требуется ревизия насоса.

#### 3.2.3 Параметры, характеризующие работоспособное состояние систем, важных для безопасности

Параметры, характеризующие работоспособное состояние систем, важных для безопасности, и контролируемые в процессе нормальной эксплуатации, приведены в приложении B.

#### 3.2.4 Эксплуатационные пределы по радиационным параметрам

3.2.4.1 Контрольные уровни выбросов (КУ) радиоактивных газов и аэрозолей в атмосферу за месяц для АС приведены в таблице 3.2.4.1.1.

Таблица 3.2.4.1.1

|  |  |
| --- | --- |
| Радионуклиды | КУ, Бк/месяц |
| ИРГ | 5,7×1013 |
| Йод -131 | 1,5×109 |
| 60Co | 6,2×108 |
| 134Cs | 7,5×107 |
| 137Cs | 1,7×108 |
| Примечание: в отдельные месяцы допускается выброс радионуклидов, превышающий КУ в 3 раза, при условии что не будет превышен годовой ДВ. | |

3.2.4.2 Допустимый сброс с радиоактивными стоками за определённый отрезок времени в процессе эксплуатации для любого реперного радионуклида или суммы радионуклидов не должен превышать значения, равного части величины предельно-допустимого годового сброса, пропорциональной прошедшему с начала календарного года времени. Эксплуатационный предел рассчитывается по формуле:

ДСэкс = ДСгод × t/ 365, Ки

где ДСэкс - эксплуатационный предел по допустимому сбросу;

ДСгод - годовой допустимый сброс (предел безопасной эксплуатации);

t - количество суток за отрезок времени с начала календарного года до момента взятия пробы.

При подсчёте эксплуатационных пределов значения ДСгод принимаются в соответствии с п.3.3.4.2 и таблицей 3.3.4.2.1.

В случае наличия в сбросах нескольких радионуклидов сумма отношений активности этих отдельных радионуклидов к их эксплуатационному пределу ДСэкс не должна превышать единицы.

При неравномерном сбросе в течение года допускается превышение эксплуатационных пределов в отдельные периоды при условии компенсации этого превышения в последующие периоды календарного года.

3.2.4.3 Эксплуатационные пределы сброса, для отдельных радионуклидов, рассчитанные в соответствии с формулой по п.3.2.4.2, могут изменяться в большом диапазоне, но их удельная концентрация в жидких сбросах не должна превышать величин, приведенных в таблице 3.2.4.3.1. Указанные величины являются допустимой концентрацией для питьевой воды (ДУАнас.) в соответствии с П-2 НРБ-96.

Таблица 3.2.4.3.1 - Допустимая концентрация радионуклидов в жидких сбросах за пределы АЭС

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Нуклид | Хром-51 | Марганец-54 | Кобальт-58 | Железо-59 | Кобальт-60 | Стронций-89 | Стронций-90 | Цирконий-95 | Ниобий-95 | Молибден-99 |
| Допустимая концентрация Бк/кг | 3,3×104 | 1,8×103 | 1,7×103 | 6,9×102 | 3,7×102 | 4,8×102 | 4,5×101 | 1,3×103 | 2,1×103 | 2,1×103 |
| Нуклид | Рутений-103 | Рутений-106 | Йод-131 | Теллур-132 | Цезий-134 | Цезий-137 | Барий-140 | Лантан-140 | Церий-141 | Церий-144 |
| Допустимая концентрация Бк/кг | 1,7×103 | 1,8×102 | 5,7×101 | 3,4×102 | 6,6×101 | 9,6×101 | 4,8×102 | 6,3×102 | 1,8×103 | 2,4×102 |

3.2.4.4 Допустимое значение суммарной удельной активности радионуклидов йода 131-135 в теплоносителе первого контура не более 3,7×107 Бк/кг (1×10-3 Ки/кг)). Указанное значение соответствует эксплуатационному пределу работы РУ по числу негерметичных твэлов, равному 0,2 % газонеплотных твэлов и 0,02 % твэлов, имеющих прямой контакт топлива с теплоносителем (в пересчёте к проектному расходу продувки теплоносителя 1-го контура на фильтры ТС – 30 т/ч и расходу дегазации в системе ТА - 5 т/ч).

3.2.4.5 Допустимое значение величины протечки теплоносителя первого контура по отдельным парогенераторам - 4 кг/ч.

3.2.4.6 Допустимое значение фактически измеренной активности изотопа 131I в продувочной воде из «солевого» отсека каждого ПГ - 370 Бк/кг.

**3.3 Пределы безопасной эксплуатации**

3.3.1 Значение суммарной удельной активности радионуклидов йода 131-135 в теплоносителе первого контура не должно быть более 1,85×108 Бк/кг (5×10-3 Ки/кг). Указанное значение соответствует пределу безопасной эксплуатации по числу негерметичных твэлов, равному 1 % газонеплотных твэлов и 0,1 % твэлов, имеющих прямой контакт топлива с теплоносителем (в пересчёте к проектному расходу продувки теплоносителя 1-го контура на фильтры ТС – 30 т/ч и расходу дегазации в системе ТА - 5 т/ч).

3.3.2 Предел безопасной эксплуатации по значению удельной активности радионуклида йода-131 в продувочной воде каждого ПГ не более 740 Бк/кг (2×10-8 Ки/кг).

3.3.3 Предел безопасной эксплуатации по величине протечки из первого контура во второй по отдельным парогенераторам не более 5 кг/час.

3.3.4 Пределы безопасной эксплуатации по радиационным параметрам.

3.3.4.1 Годовые допустимые уровни выбросов радиоактивных газов и аэрозолей в атмосферу для АС приведены в таблице 3.3.4.1.1.

Таблица 3.3.4.1.1

|  |  |
| --- | --- |
| Радионуклиды | Годовой выброс, Бк/год |
| ИРГ | 6,9 ×1014 |
| Йод -131 | 1,8×1010 |
| 60Co | 7,4×109 |
| 134Cs | 9,0×108 |
| 137Cs | 2,0×109 |

3.3.4.2 Допустимый сброс за один календарный год радионуклидов с жидкими стоками АЭС (за пределы АЭС) в окружающую среду не должен превышать значений приведенных в таблице 3.3.4.2.1.

Таблица 3.3.4.2.1

|  |  |
| --- | --- |
| Допустимый сброс (ДС) Бк/год | |
| Тритий | 4,4×1013 |
| Радионуклиды\* | 2,1×1010 |
| Примечание: Радионуклиды\* - суммарная активность следующих радионуклидов в жидких стоках с АЭС: Стронций-89, Стронций-90, Молибден-99, Рутений-103,Рутений-106, Йод-131, Теллур-132, Цезий-134, Цезий-137, Барий-140, Лантан-140, Церий-141, Церий-144, Цирконий-95, Ниобий-95, Железо-59, Кобальт-58, Хром-51, Марганец-54, Кобальт-60 | |

3.3.4.3 Значения пределов доз облучения персонала не должны превышать значений, приведенных в таблице 3.3.4.3.1.

Таблица 3.3.4.3.1 - Основные пределы доз облучения для различных категорий персонала

|  |  |
| --- | --- |
| Категория персонала | Индивидуальная эффективная доза |
| Группа А | 20 мЗв (2 Бэр) в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв (5 Бэр) в год |
| Группа Б | Доза облучения не должна превышать 1/4 значений для персонала группы А |

3.3.5 Максимальное расчётное давление под герметичным ограждением (абсолютное) при проектной аварии – 0,46 МПа (4,7 кгс/см2).

3.3.6 Пределы безопасной эксплуатации по технологическим параметрам 1-го и 2-го контуров приведены в таблице 3.3.6.1.

Таблица 3.3.6.1 - Пределы безопасной эксплуатации по технологическим параметрам 1-го и 2-го контуров

|  |  |
| --- | --- |
| Параметр | Значение параметра |
| Период изменения потока тепловых нейтронов | 10 с |
| Максимальное давление в 1-ом контуре | 180/190 кгс/см2 \*\* |
| Минимальное давление в 1-ом контуре при мощности не менее 75 % от Nном при мощности менее 75 % от Nном | 148/Р(TsI+10°С) кгс/см2  140/Р(TsI+10°С) кгс/см2 |
| Максимальное давление в одном из ПГ по 2-му контуру | 80/86 кгс/см2 \*\* |
| Минимальное давление в одном из ПГ по 2-му контуру | 52/45 кгс/см2\* |
| Максимальная температура в горячей нитке циркуляционной петли | (Тном+8)/(TsI-10)°С |
| Минимальный уровень в одном ПГ после срабатывания защиты «Нном-900 – момент включения АПЭН» | (Нном-900)/(Нном-1100)мм\* |
| Минимальный уровень в КД | 4600/4200 мм |
| Максимальная температура на выходе из активной зоны после расхолаживания в режиме отвода остаточных тепловыделений (в т.ч. и в режиме ремонтного расхолаживания) | 80 °С |
| Примечания: 1. В числителе указано значение параметра до срабатывания аварийной защиты реактора, в знаменателе - после срабатывания аварийной защиты реактора.  2. \*) Значение параметра может быть снижено в случае принятия решения о переводе блока на режим, не предусматривающий выход на энергетический уровень мощности (например, расхолаживание).  3. \*\*) Кроме режима гидроиспытания. | |

# РАЗОГРЕВ И ПУСК ЭНЕРГОБЛОКА

**4.1 Условия безопасной эксплуатации при разогреве и пуске энергоблока**

#### Настоящий раздел содержит требования к системам энергоблока, условия по их количеству и состоянию, необходимые для обеспечения безопасности на этапах разогрева и пуска энергоблока.

#### Требования по характеристикам оборудования и систем приведены в приложении B.

#### В случае обнаружения отклонений характеристик оборудования от указанных требований не допускается перевод энергоблока из “холодного” состояния в “горячее” и из “горячего” состояния на МКУ.

#### В процессе разогрева и пуска энергоблока должны последовательно выполняться проверки работоспособности и приведение в состояние готовности оборудования и систем, состояние и характеристики которых определяют условия безопасной эксплуатации энергоблока. Указания по объёму выполняемых испытаний и проверок на этапах разогрева и пуска энергоблока приведены в разделе 10.2.

#### На этапах подготовки блока к пуску до начала проверки работоспособности и приведения в состояние готовности оборудования и систем начальники подразделений - владельцы оборудования должны сделать записи в “Журнале технических распоряжений” на рабочем месте НСБ о готовности оборудования к проверке, об изменениях в схемах и конструкции оборудования, даны указания оперативному персоналу о порядке действий, исходя из выполненных изменений, дано разрешение на выполнение проверок и ввод оборудования в работу (в резерв). Эксплуатационная документация на рабочих местах оперативного персонала должна быть откорректирована в соответствии с этими изменениями до начала разогрева энергоблока до номинальных параметров.

**4.1.1 Условия безопасной эксплуатации энергоблока в “холодном” состоянии**

#### 4.1.1.1 Состояние систем и оборудования реакторной установки:

1) Параметры, характеризующие “холодное” состояние РУ, приведены в п. 2.2.2.4

2) Закончены операции по перегрузке топлива реактора, проверено соответствие загрузки его активной зоны утверждённой картограмме очередной топливной загрузки реактора, проверено повысотное расположение головок ТВС, проверено отсутствие повреждений составных частей активной зоны и отсутствие посторонних предметов в шахте внутрикорпусной и на головках ТВС.

На собранную активную зону установлен БЗТ. Измерен ход БЗТ при установке ВБ и уплотнении главного разъема реактора.

3) Уровень теплоносителя в 1-ом контуре не ниже верхней образующей холодных патрубков реактора.

4) Произведена сборка и уплотнение главного разъёма реактора и оборудования 1-го контура.

5) Все штанги приводов СУЗ сцеплены со своими ПС СУЗ. Проведен контроль усилий перемещения ОР СУЗ с ВБ с помощью специального устройства.

6) Подключены электрические разъёмы к приводам СУЗ.

7) Осуществлено электрическое соединение с помощью штепсельных разъёмов СВРД (КНИТ, КНИТУ) с аппаратурой ПТК-3 (СВРК) и АИУ.

8) Нейтронный поток в а.з. реактора контролируется с помощью АКНП.

9) Установлены страхующие устройства и траверса на ВБ.

10) В состоянии готовности к работе не менее двух ИПУ КД.

11) Установлены:

- гидрозатвор бассейна выдержки № 1 между бассейном выдержки и бассейном ревизии ВКУ;

- гидрозатвор бассейна выдержки № 2 (защитный) между бассейном выдержки и бассейном ревизии ВКУ;

- гидрозатвор контейнерного отсека бассейна выдержки между бассейном выдержки и контейнерным отсеком.

12) БВ заполнен раствором борной кислоты с концентрацией 16-20 г/дм3 до отм. 21,0 м, в том числе при отсутствии в нем отработавшего топлива. При необходимости корректировки ВХР БВ, допускается снижение уровня в БВ до отметки не ниже +19,0 м на время, необходимое для корректировки ВХР в БВ, но не более 24 часов, при работающей в штатном режиме системе охлаждения БВ TH18(28,38,48) и постоянном контроле температуры РБК в БВ, не превышающей 50 0С.

Шахта ревизии ВКУ полностью опорожнена. Опорожнены также: контейнерный отсек и верхняя шахта реактора. Открыта арматура на дренажных трубопроводах контейнерного отсека TH70S012,013, шахты ревизии ВКУ TH70S007,008, верхней шахты реактораТН70S018,019, а также TH70S014. Электрические схемы электроприводной арматуры разобраны; маховики арматуры заперты на замки.

13) Введена защита 1-го контура от превышения давления, отключающая подпиточные насосы и ТЭН КД при подъёме давления 1-го контура более  
3,4 МПа (35 кгс/см2) в случае, если температура теплоносителя 1-го контура ниже 100 °С. Электросхемы ТЭН КД разобраны.

14) Давление во всех ГЕ САОЗ первой ступени не более 3,4 МПа (35 кгс/см2).

Допускается подъём давления выше 3,4 МПа (35 кгс/см2) для проверки ПК ГЕ САОЗ при условии, что все быстродействующие задвижки YT11,12,13,14S001,002 на линиях связи емкостей с 1-ым контуром закрыты, электросхемы разобраны, маховики заперты на замки.

Все гидроемкости САОЗ второй ступени (TH16,17,26,27,36,37,46,47B001) находится под давлением азотной подушки 2,5 МПа и заполнена до номинального уровня 10130±100 мм раствором борной кислоты с концентрацией не менее 16 г/кг, задвижки TH16,17,26,27,36,37,46,47S001,002 на линиях связи емкостей с 1-ым контуром закрыты, электросхемы разобраны, маховики заперты на замки.

15) Готова к работе арматура системы аварийного газоудаления из 1-го контура (YR), а также арматура на дренажах U-образных участков ГЦТ.

16) Проверена работоспособность арматуры обвязки БЗОК.

17) В работе система контроля плотности разъёмов оборудования 1-го контура. Давление в межпрокладочном пространстве разъёмов отсутствует.

18) Проверено состояние гидроамортизаторов. Все гидроамортизаторы должны быть в работоспособном состоянии.

19) Выполнена продувка импульсных линий датчиков КИП 1-го, 2-го контуров.

20) Разобраны электрические схемы насосов ТH15,25,35,45D001, ТW10,20,30,40D001, ТА31,32,33D001 для исключения опрессовки 1-го контура давлением более 35 кгс/см2 при их случайном или автоматическом включении;

21) выполнены мероприятия по исключению попадания в первый контур теплоносителя с концентрацией борной кислоты менее 16 г/дм3.

#### 4.1.1.2 Состояние главной схемы электрических соединений и схемы электроснабжения собственных нужд энергоблока:

1) Главная схема электрических соединений обеспечивает выдачу полной мощности работающего энергоблока АЭС в энергосистему и электроснабжение собственных нужд энергоблока запиткой секций 10 кВ нормальной эксплуатации ВА, BВ, BС, BД, BE, BF от ТСН или от РТСН.

2) Секции 0,66 кВ и 0,4 кВ запитаны по рабочим или резервным вводам.

3) Допускается снимать напряжение с одной секции 10 кВ и с одной секции 0,66 кВ или 0,4 кВ нормальной эксплуатации при условии, что в работе находятся не менее трех каналов САЭ, запитанных через рабочие вводы от источников нормальной эксплуатации, то есть обеспечивается подача электропитания потребителям систем безопасности 1-ой и 2-ой групп не менее чем по трем каналам.

4) Щиты постоянного тока запитаны по штатным схемам, аккумуляторные батареи полностью заряжены и находятся в режиме постоянного подзаряда. Допускается вывод из работы ЩПТ и АБ одного из четырёх каналов САЭ, а также ЩПТ нормальной эксплуатации и СКУ.

5) Обеспечено электропитание панелей и пультов БПУ и РПУ от системы электроснабжения нормальной эксплуатации.

#### 4.1.1.3 Система аварийного электроснабжения энергоблока отвечает следующим требованиям:

1) В работе не менее трех каналов САЭ. Подаётся питание потребителям систем безопасности 1-ой и 2-ой групп через рабочие вводы секций 10 кВ от источников нормальной эксплуатации и далее по штатной схеме на секции 0,66 кВ и 0,4 кВ и ЩПТ.

2) Дизель-генераторы, соответствующие работоспособным каналам САЭ, проверены и находятся в состоянии готовности к работе.

3) Аккумуляторные батареи, соответствующие работоспособным каналам САЭ, заряжены и находятся в режиме постоянного подзаряда.

4) АБП, соответствующие работоспособным каналам САЭ, подключены по штатной схеме. Выпрямители АБП несут нагрузку щитов постоянного тока и подзаряд аккумуляторных батарей.

5) С момента постановки электрооборудования под напряжение приведены в проектное положение системы его защиты, контроля, управления. Приведены в готовность системы пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения; введены в работу обеспечивающие системы (вентиляции, кондиционирования, освещения). Помещения закрыты для доступа посторонних лиц.

#### 4.1.1.4 В состоянии готовности к работе следующие СБ, соответствующие работоспособным каналам системы аварийного электроснабжения:

1) Три канала системы аварийного и планового расхолаживания 1-го контура и охлаждения бассейна выдержки (TH10,20,30,40) и три канала спринклерной системы защитной оболочки (TJ10,20,30,40).

Электросхемы насосов группы аварийного ввода бора TH15,25,35,45D001, насосов дополнительного ввода бора TW10,20,30,40D001 разобраны во избежание случайной опрессовки 1-го контура.

Электросхемы арматуры TJ11,21,31,41S001 на линиях подачи к спринклерам разобраны во избежании ложного срабатывания.

Один канал системы TH работает на съём остаточного тепловыделения активной зоны реактора.

Введены в работу блокировки по защите оборудования 1-го контура от переопрессовки при низкой температуре.

Допускается прекращение принудительной циркуляции через активную зону реактора на время проведения испытаний 1-го контура давлением не более 3,4 МПа (35 кгс/см2), испытаний с проверкой эффективности группы TH10,20,30,40 системы аварийного и планового расхолаживания с подачей на 1-ый контур, но не более 2,5 часов.

2) Три канала VE системы технического водоснабжения для охлаждения промконтуров потребителей реакторного отделения TF и промконтура ответственных потребителей VJ, соответствующие работоспособным каналам систем TH.

1. Три канала промконтура потребителей реакторного отделения TF и промконтур ответственных потребителей VJ, соответствующие работоспособным каналам систем TH.
2. В дежурстве не менее одной компрессорной установки TM10D001(002) для поддержания проектного давления в ресиверах системы сжатого воздуха высокого давления. Обеспечена подача сжатого воздуха высокого давления для управления пневмоприводами арматуры.
3. В дежурстве, в полном объеме, находится система автоматической противопожарной защиты КСБ.
4. Системы вентиляции, обеспечивающие нормальное функционирование оборудования СБ находящегося в работе или резерве, а именно:

* шесть рециркуляционных охладительных установок помещений насосов промконтура и аварийного впрыска бора в здании ZB (TL08D014, D017, D018, D021, D023, D024, D025, D026) находятся в работоспособном состоянии;
* три рециркуляционных установки помещений расхолаживания первого контура в здании ZB (TL08D015, TL08D016, TL08D019, TL08D020) находятся в работоспособном состоянии;
* три рециркуляционных охлаждающих установки помещений теплообменников системы промконтура охлаждения ответственных потребителей (TL08D039…TL08D042) находятся в работоспособном состоянии;
* шесть рециркуляционных охлаждающих установок кабельных помещений в здании ZB (TL08D002÷TL08D009) находятся в работоспособном состоянии;
* три рециркуляционных охлаждающих установки помещений баков борной кислоты в здании ZB (TL08D010÷TL08D013) находятся в работоспособном состоянии;
* три установки аварийной вытяжной системы создания разрежения в кольцевом пространстве здания ZB (TL10D001÷TL10D004) находятся в работоспособном состоянии;
* шесть рециркуляционных охлаждающих установок помещений каналов безопасности паровых камер (UV13D001÷UV13D008) находятся в работоспособном состоянии;
* одна установка системы обеспечения жизнедеятельности персонала в помещении БПУ (UV21D008, UV22D008) находятся в работоспособном состоянии;
* три установки системы кондиционирования воздуха помещений БПУ (UV22D007; UV23D006, UV23D007; UV24D006, UV24D007) находятся в работоспособном состоянии;
* три установки системы вентиляции кабельного этажа БПУ (UV21D005, UV23D005, UV24D005) находятся в работоспособном состоянии;
* одна установка системы обеспечения жизнедеятельности персонала в помещении РПУ (UV31D008, UV32D008) находятся в работоспособном состоянии;
* три установки системы кондиционирования воздуха помещений РПУ (UV31D006, UV31D007; UV32D006, UV32D007; UV33D006, UV33D007; UV34D006, UV34D007) находятся в работоспособном состоянии;
* три рециркуляционных охлаждающих установок помещений насосов ответственных потребителей в здании ZМ (UV11D010÷UV11D013) находятся в работоспособном состоянии;

- три установки системы холодоснабжения вентиляционных установок помещений каналов безопасности (UF40, UF50, UF60, UF70) находятся в работоспособном состоянии.

7) СКУ, обеспечивающие контроль, управление и защиту работоспособных механизмов СБ, введены в работу.

#### 4.1.1.5 Помещения, в которых размещено оборудование работоспособных каналов СБ закрыто для доступа посторонних лиц.

#### 4.1.1.6 Готовы к работе не менее двух каналов системы охлаждения бассейна выдержки c насосами TH18,28,38,48D001. Один канал группы охлаждения бассейна выдержки TH18,28,38,48 работает на охлаждение БВ. Допускается прекращение расхолаживания БВ на время проведения переключений на системе охлаждения, но не более чем на три часа при температуре РБК в БВ не более 70 °С.

#### 4.1.1.7 Система дренажей, воздушников и организованных протечек радиоактивных сред реакторного отделения (TY-1) и здания ZC (TY-2) подготовлена к работе. В состоянии готовности к работе по крайней мере один насос TY31(32)D001 системы TY-1 и один насос TY21(22)D001 системы TY-2.

#### 4.1.1.8 Подготовлена к работе система продувки-подпитки 1-го контура. Деаэратор подпитки заполнен боросодержащей водой с концентрацией не ниже, чем в 1-м контуре. В состоянии готовности к работе по крайней мере один подпиточный насос TA31(32,33)D001.

#### 4.1.1.9 При работающих подпиточных насосах в работе также должна быть система хранения и переработки теплоносителя TD. Один насос TD71(72,73)D001 находится в работоспособном состоянии. Подготовлен свободный объём 240 м3 в баках для приёма сбрасываемых вод 1-го контура.

#### 4.1.1.10 Выполнены мероприятия по непопаданию дистиллята в теплоноситель 1-го контура в соответствии с требованиями "Инструкции по эксплуатации реакторной установки".

#### 4.1.1.11 В состоянии готовности к работе система хранения борированной воды TH:

#### В каждом из баков запаса борированной воды TH10,20,30,40B001, TH10,20,30,40B002 имеется запас 197,5 м3 раствора борной кислоты с концентрацией 16-20 г/дм3.

#### В баках запаса борной кислоты (TB20B001,002) имеется запас 60 м3 раствора борной кислоты с концентрацией 39,5-44,5 г/дм3.

#### Один из насосов TB21,22D001 находится в работоспособном состоянии.

#### 4.1.1.12 Работоспособны насосы подсистем спецканализации TZ11,12,13,14D001, TZ21,22,23,24,25,26,27,28,29D001, TZ31,32,33,34,35,36,37,38,39,40D001, обеспечивается возможность приёма трапных вод на переработку.

#### 4.1.1.13 В работе не менее 1-го канала СГО. Сдувки из оборудования (барботёра, теплообменника организованных протечек, бака организованных протечек, баков запаса теплоносителя) направляются в систему сжигания водорода из технологических сдувок TS10 и в систему очистки газов TS20.

#### 4.1.1.14 В работе система азота низкого давления TP.

#### 4.1.1.15 АКНП в работе. Обеспечен контроль за периодом разгона и нейтронной мощностью реактора не менее чем тремя каналами измерения. Показания всех работоспособных каналов контроля плотности нейтронного потока фиксируются на СВБУ. Включены звуковые сигнализаторы разгона. Уставки защиты по периоду выставлены в положение АЗ: 20 сек ПЗ-: 40 сек, а уставки по мощности не выше 10-3 % Nном.

#### 4.1.1.16 Система АСКРО в работе. Обеспечивается контроль за радиационной обстановкой в помещениях энергоблока и активностью выбросов в венттрубу.

#### 4.1.1.17 В работе штатная поисковая и телефонная оперативная связь с рабочими местами и помещениями.

#### 4.1.1.18 В работе штатное и аварийное освещение.

#### 4.1.1.19 Концентрация изотопа 10В борных растворах баков систем безопасности, гидроемкостях САОЗ должна быть не менее 19,5 % от суммарной концентрации всех изотопов бора. Периодичность контроля – 1 раз в год перед пуском энергоблока после ППР.

4.1.1.20 Водно-химический режим 1-го и 2-го контуров соответствует требованиям норм водно-химического режима, приведенным в приложении F.

**4.1.2 Условия безопасной эксплуатации в процессе разогрева реакторной установки**

#### 4.1.2.1 При разогреве оборудование реакторной установки должно удовлетворять следующим требованиям:

1) При давлении в первом контуре более 1,8 МПа (18,4 кгс/см2) обеспечено надёжное разделение участков трубопроводов высокого и низкого давления, в оперативном журнале НС РО, НСБ сделаны соответствующие записи.

Электрическая схема силового питания граничной арматуры разобрана за исключением системы аварийного газоудаления из 1-го контура (YR) и воздухоудаления из автономных контуров ГЦНА.

2) В состоянии готовности к работе не менее одного ИПУ КД.

Разрешается заневоливать ИПК ИПУ КД на время проведения гидравлических испытаний 1-го контура на прочность и герметичность.

3) В КД азотная или паровая подушка.

Уровень в КД соответствует температуре теплоносителя 1-го контура. На время проведения гидравлических испытаний 1-го контура допускается заполнять КД доверху.

Электронагреватели КД в работоспособном состоянии.

4) ББ заполнен до номинального уровня (1700 мм). Проверена целостность его разрывных мембран. Температура воды - в установленных пределах (20÷60)°С. Готовы к работе системы поддержания уровня и сдувок из ББ.

5) Для обеспечения съёма остаточного энерговыделения активной зоны реактора в работе:

a) система TH, если давление 1-го контура менее 1,8 МПа (18,4 кгс/см2) и температура теплоносителя 1-го контура менее 150 °С;

b) не менее одного ГЦНА, если система TH не в работе и в КД азотная подушка.

Запрещается работа более трёх ГЦНА при температуре теплоносителя 1-го контура менее 200 °С.

Допускается отключать ГЦНА на время проведения гидравлических испытаний или испытаний на плотность 1-го контура, а также на время подключения к 1-му контуру системы TH.

При этом контролировать наличие запаса до вскипания не менее 15 °С на выходе из ТВС.

6) Уровень в каждом ПГ - (3700÷3800) мм.

Допускается снижать уровень в ПГ до номинального при условии кипения воды в ПГ.

Допускается заполнять парогенераторы и паропроводы до стопорных клапанов турбины на время проведения гидравлических испытаний 2-го контура.

7) Готовы к работе ИПУ ПГ. Разрешается блокировать ИПК ПК ПГ на время проведения гидравлических испытаний и испытаний на плотность 2-го контура.

8) При давлении в 1-м контуре более 6,4 МПа (65 кгс/см2) ГЕ САОЗ 1-ой и 2-ой ступеней подключены к 1-му контуру (кроме режима гидравлических испытаний 1-го контура). Параметры среды в ГЕ СОАЗ - номинальные.

9) Водно-химический режим 1-го контура соответствует требованиям, приведенным в приложении F.

10) Разность между температурой металла верхней и нижней части корпусов   
КД 85 °С, ПГ - 40 °С.

11) Разность между температурой питательной воды, подаваемой в парогенератор и температурой корпуса, измеренной на наружной поверхности в самой нижней точке корпуса парогенератора, не должна превышать 120 °С.

12) В процессе режимов разогрева, расхолаживания 1-го контура и работы на мощности в работе система охлаждения оборудования верхнего блока TL13, шахтного объёма реактора TL03.

13) Готова СКУД в части систем диагностики СКВ;

14) выполнены мероприятия по исключению попадания в первый контур теплоносителя с концентрацией борной кислоты менее 16 г/дм3.

#### 4.1.2.2 До достижения температуры теплоносителя 1-го контура 150 °С обеспечена целостность защитной оболочки:

1) Проверены технологические помещения 1-го контура на отсутствие людей, сгораемых и взрывоопасных предметов. По окончании проверки эти помещения должны быть закрыты и опечатаны. Сделаны записи в оперативных журналах НС РО, НСБ.

2) Закрыт и уплотнён грузовой шлюз.

3) Закрыты и уплотнены все двери шлюзов для прохода персонала в помещения ГО и межоболочечное пространство. Введены в работу блокировки открытия (закрытия) шлюзов. Порядок доступа в помещения гермооболочки определяется станционной “Инструкцией о порядке доступа в гермооболочку”.

4) Работоспособны все контрольные системы шлюзов, а также сигнализация положения дверей шлюзов на БПУ.

5) Степень разрежения под ГО должна находиться в пределах 150-275 Па. Введены в работу проектные блокировки по поддержанию разрежения под оболочкой.

6) Степень разрежения в межоболочном пространстве должна находиться в пределах (100÷400) Па.

4.1.2.3 В процессе разогрева давление первого контура не должно превышать значений, приведенных в приложении H.

#### 4.1.2.4 По мере разогрева должны последовательно выполняться проверки работоспособности и приведение в состояние готовности оборудования и систем, состояние и характеристики которых определяют условия безопасной эксплуатации энергоблока в "горячем" состоянии.

4.1.2.5 Водно-химический режим 1-го и 2-го контуров соответствует требованиям норм водно-химического режима, приведенным в приложении F.

4.1.2.6 Скорость изменения температуры теплоносителя 1-го контура при разогреве – не более 20 °С/ч.

**4.1.3 Условия безопасной эксплуатации энергоблока в "горячем" состоянии**

#### Параметры, характеризующие энергоблок в “горячем” состоянии, приведены в п. 2.2.2.3.

#### При переходе в горячее состояние из холодного состояния, концентрация борной кислоты в теплоносителе 1-го контура должна быть не менее 16 г/дм3.

#### Состояние оборудования энергоблока в “горячем” состоянии должно удовлетворять следующим требованиям:

#### 4.1.3.1 Состояние оборудования реакторной установки.

#### 1) В работе система компенсации давления:

#### a) КД в паровом режиме. Уровень в КД - (5100±150) мм. Включен в автоматический режим регулятор поддержания уровня в КД.

#### b) В работе электронагреватели КД.

#### c) Включен в автоматический режим регулятор давления 1-го контура и введены в работу блокировки по клапанам впрыска YP11,12,13S002, YP11,12S001, YP13S003. Готовы к опробованию, настройке и вводу в работу ИПУ КД.

#### Разрешается на период опробования ИПУ КД реальным повышением давления 1-го контура отключать два других ИПУ КД.

#### d) Положение арматуры системы КД должно соответствовать следующему состоянию:

#### - на автоматическом управлении YP11,12,13S002;

#### - в открытом положении арматура YP11,12S001, YP13S003;

#### - в закрытом состоянии YP13S004.

#### 2) Не менее двух ГЦНА в работе, остальные ГЦНА готовы к работе. На них подана охлаждающая вода промконтура и уплотняющая вода.

#### Допускается отключать ГЦНА, прекращать принудительную циркуляцию через активную зону реактора на время проверки работоспособности ИПУ КД реальным повышением давления. При этом контролировать наличие запаса до вскипания не менее 15 °С на выходе из ТВС

#### 3) Уровень в каждом ПГ - номинальный (2400±50 мм). Включены в автоматический режим пускоостановочные регуляторы поддержания уровня в ПГ.

#### Введена в работу система продувки ПГ.

#### Готовы к проверке настройки срабатывания ИПУ ПГ.

#### 4) Проверена работоспособность и готовность к работе пассивной части САОЗ.

#### Гидроемкости САОЗ первой ступени:

#### a) Произведена проверка с проливом ГЕ САОЗ на реактор. ГЕ САОЗ подключены к 1-му контуру. Открыты все быстродействующие задвижки YT11,12,13,14S001,002. Закрыта арматура на байпасе обратных клапанов.

#### b) Параметры ГЕ САОЗ номинальные: уровень - (6500±100) мм, давление – 5,88±0,10,3 МПа (60±0,982,94 кгс/см2). Качество раствора соответствует нормативным показателям, приведенным в приложении F.

#### c) Проверена работоспособность ПК ГЕ САОЗ.

#### d) Проверена работоспособность ТЗБ, сигнализации и КИП.

#### Гидроемкости САОЗ второй ступени:

#### a) каждая из восьми гидроемкостей САОЗ (TH16,17,26,27,36,37,46,47B001) находится под давлением азотной подушки 2,5 МПа и заполнена до номинального уровня 10130±100 мм раствором борной кислоты с концентрацией не менее 16 г/кг;

#### b) запорная арматура работоспособна, задействованы все блокировки;

#### c) обратные клапаны работоспособны;

#### d) предохранительные клапаны настроены и работоспособны;

#### e) произведена проверка с проливом ГЕ САОЗ второй ступени на реактор;

#### 5) Проверена работоспособность всех БРУ-А;

#### 6) Каналы ионизационных камер проверены на плотность;

#### 7) Водно-химический режим 1-го и 2-го контуров приведен в соответствие с требованиями, изложенными в приложении F;

#### 8) Проведена проверка правильности показаний уровнемеров ПГ;

9) Проверено время падения ОР СУЗ. Время падения ОР СУЗ находится в пределах 1,2 – 4 с.

#### 4.1.3.2 Состояние главной схемы электрических соединений энергоблока, а также систем и оборудования электроснабжения собственных нужд энергоблока.

#### 1) Состав введенного в работу оборудования главной схемы должен обеспечивать выдачу полной мощности АЭС в энергосистему.

#### 2) Системы защиты, управления, контроля, автоматики, в том числе устройства резервирования отказа выключателей, находятся в работе с проектными параметрами настройки у введенного в работу оборудования главной схемы электрических соединений.

#### 3) Блочные трансформаторы несут нагрузку собственных нужд энергоблока, а от резервных трансформаторов собственных нужд (РТСН) поставлены под напряжение резервные магистрали СН 10 кВ.

#### 4) Секции 10 кВ нормальной эксплуатации ВА, ВВ, ВС, ВД, BE, BF запитаны от трансформаторов собственных нужд (ТСН). Выключатели резервных вводов этих секций готовы к работе с соответствующими устройствами АВР, защиты и управления.

#### 5) Секции 0,66 кВ 0,4 кВ запитаны по рабочим вводам. Подготовлены к работе выключатели резервных вводов с соответствующими устройствами АВР, защиты и управления.

#### Допускается запитка одной секции в каждой группе по резервному вводу.

#### 6) Элементы системы электроснабжения СН (включая питающие элементы - ТСН, РТСН) и потребители СН готовы к работе с необходимыми параметрами настройки систем защиты, управления, контроля, автоматики и обеспечивающими системами (вентиляция, кондиционирование, освещение и др.), а также пожарной сигнализацией и автоматическим пожаротушением.

#### 7) Щиты постоянного тока запитаны по штатным схемам, аккумуляторные батареи полностью заряжены и находятся в режиме постоянного подзаряда.

#### 8) Обеспечено электропитание БПУ и РПУ по штатной схеме, подано питание на местные щиты управления системами энергоблока.

#### 9) Обеспечено рабочее и аварийное освещение БПУ и РПУ с рабочих и резервных секций питания.

#### 4.1.3.3 Состояние системы аварийного электроснабжения

#### 1) В работе находятся все четыре канала САЭ. Питание подается потребителям систем безопасности 1-ой и 2-ой групп через рабочие вводы секций 10 кВ от источников нормальной эксплуатации и далее по штатной схеме на секции 0,66 кВ, 0,4 кВ и ЩПТ.

#### 2) Устройства защиты, управления, контроля и автоматики электрооборудования САЭ и токоприемников систем безопасности 1-ой и 2-ой групп подготовлены к работе с необходимыми параметрами настройки (контрольно-измерительные приборы и аппаратура управления, требуемая для выполнения САЭ своих функций безопасности, относится к элементам системы безопасности).

#### 3) Все электрооборудование САЭ и потребители систем безопасности прошли в полном объёме техническое обслуживание согласно требованиям нормативно-технических документов.

#### 4) Дизель-генераторные установки (РДЭС) и их вспомогательные системы проверены и находятся в постоянной готовности к автоматическому или дистанционному запуску и автоматическому принятию нагрузки.

#### Расходные баки топлива и масла каждой РДЭС заполнены до номинального уровня (в расходном баке топлива находится запас топлива 8 м3, имеется свободный объём резервуара чистого масла и дренажном резервуаре). На основном складе АЭС должны храниться запасы дизельного топлива, обеспечивающие работу всех РДЭС в течение не менее семи суток. В баке хранения масла должен иметься запас масла, обеспечивающий работу РДЭС в течение 12 суток.

#### 5) Автоматика схемы ступенчатого подключения нагрузки (АСП) в состоянии готовности к работе.

#### 6) Аккумуляторные батареи полностью заряжены и находятся в режиме постоянного подзаряда.

#### 7) Проведено техническое обслуживание АБП. Все АБП подключены по штатной схеме, выпрямители АБП несут нагрузку щитов постоянного тока и подзаряд АБ.

#### 8) Проверена работоспособность и готовность к выполнению проектных функций четырех каналов безопасности САЭ путём проведения испытаний и проверок согласно рабочим программам с включенной в работу автоматикой ступенчатого подключения нагрузки.

#### 9) Состояние всего оборудования САЭ должно обеспечивать надёжное электроснабжение токоприёмников систем безопасности во всех проектных режимах энергоблока АЭС с допустимыми по проекту колебаниями напряжения и частоты.

#### 10) Помещения, где располагается оборудование САЭ, должны удовлетворять требованиям действующих нормативных документов, ТУ и инструкций заводов-изготовителей на установленное в них оборудование. Температура и влажность воздуха в них должны поддерживаться в нормативных пределах.

#### 11) Техническими и организационными мерами должен быть исключен несанкционированный доступ в помещения и сооружения, в которых размещены элементы САЭ.

#### 4.1.3.4 Проверена работоспособность и готовы к работе четыре канала САОЗ с насосами высокого давления, в том числе:

#### 1) четыре насоса аварийного впрыска бора TH15,25,35,45D001, а также арматура, КИП, блокировки и сигнализация системы.

#### 2) четыре насоса дополнительного ввода бора TW10,20,30,40D001, а также арматура, КИП, блокировки и сигнализация системы.

#### 3) в баках TH10,20,30,40B001,002 создан проектный запас раствора борной кислоты (не менее 197,5 м3 в каждом с концентрацией борной кислоты 16-20 г/дм3.

#### В баках TB20B001,002 создан проектный запас раствора борной кислоты (не менее 60 м3 с концентрацией борной кислоты 39,5÷44,5 г/дм3). Два насоса TB21,22D001 находится в работоспособном состоянии.

4) В баках TW10,20,30,40B003,004 создан проектный запас раствора борной кислоты (не менее 4,0 м3 в каждом с концентрацией борной кислоты 39,5÷44,5 г/дм3).

#### 4.1.3.5 Проверена работоспособность и готовы к работе четыре канала САОЗ с насосами низкого давления, в том числе:

#### 1) четыре насоса аварийного и планового расхолаживания первого контура TH10,20,30,40D001;

2) четыре теплообменника аварийного и планового расхолаживания 1 контура и охлаждения бассейна выдержки TH10,20,30,40B003;

#### 3) арматура, технологические защиты и блокировки, сигнализация, КИП системы.

#### 4.1.3.6 Проверена работоспособность и готовы к работе четыре канала спринклерной системы:

#### 1) арматура, КИП, сигнализация и блокировки системы;

#### 2) в каждом баке запаса реагентов для спринклерной системы TH10,20,30,40B004 подготовлено не менее 3,32 м3 раствора, удовлетворяющего требованиям по качеству, приведенным в приложении F.

#### 4.1.3.7 Система аварийной питательной воды RS проверена и находится в состоянии готовности к работе, в том числе:

#### 1) четыре насоса АПЭН RS12,22,32,42D001;

#### 2) четыре бака запаса обессоленной воды RS10,20,30,40B001, объем дистиллята в каждом баке по 350 м3, удовлетворяющего требованиям по качеству, приведенным в приложения F;

#### 3) проверена работоспособность арматуры, технологических защит и блокировок, сигнализации, КИП системы.

#### 4.1.3.8 Система промконтура потребителей реакторного отделения (TF) находится в работоспособном состоянии, в том числе:

#### 1) насосы TF10,20,30,40D001, TF11,21,31,41D001, TF21,31D002;

#### 2) четыре теплообменника TF10,20,30,40B001;

#### 3) арматура, технологические защиты и блокировки, сигнализация, КИП системы;

#### 4) дыхательные баки, доохладитель воды промконтура.

#### Поддерживается номинальный уровень дистиллята в дыхательных баках. Качество воды промконтура соответствует установленным требованиям.

#### В работе находится определяемое технологическими условиями количество каналов системы, а так же состав работающего оборудования в канале.

#### 4.1.3.9 Система технического водоснабжения для промконтуров потребителей реакторного отделения TF и промконтура ответственных потребителей VJ (VE) находится в работоспособном состоянии, в том числе:

#### 1) насосы VE11,21,31,41D001;

#### 2) работоспособны КИП, блокировки и сигнализация системы;

#### 3) вся арматура системы VE находится в работоспособном состоянии.

#### В работоспособном состоянии находятся системы, обеспечивающие работу системы VE:

#### 1) механической очистки охлаждающей воды VA;

#### 2) защиты от мидий VB;

#### 3) шарикоочистки VL;

#### 4) система предохлаждения морской воды VS.

#### В работе находится определяемое технологическими условиями количество каналов систем TF и VJ (VE).

#### 4.1.3.10 Проверена работоспособность и введена в работу в полном объёме система аварийной противопожарной защиты САППЗ.

#### Разрешается вывод САППЗ из автоматического режима при нахождении людей в защищаемых помещениях.

#### 4.1.3.11 Помещения, в которых размещено оборудование СБ, должны быть закрыты для доступа посторонних лиц.

#### 4.1.3.12 Проверена работоспособность систем вентиляции, обеспечивающих нормальное функционирование оборудования СБ находящегося в работе или резерве, а именно:

* восемь рециркуляционных охладительных установок помещений насосов промконтура и аварийного впрыска бора в здании ZB (TL08D014, D017, D018, D021, D023… D026) находятся в работоспособном состоянии;
* четыре рециркуляционных установки помещений расхолаживания первого контура в здании ZB (TL08D015, TL08D016, TL08D019, TL08D020) находятся в работоспособном состоянии;
* четыре рециркуляционных охлаждающих установок помещений теплообменников системы промконтура охлаждения ответственных потребителей (TL08D039…TL08D042) находятся в работоспособном состоянии;
* восемь рециркуляционных охлаждающих установок кабельных помещений в здании ZB (TL08D002…TL08D009) находятся в работоспособном состоянии;
* четыре рециркуляционных охлаждающих установок помещений баков борной кислоты в здании ZB (TL08D010…TL08D013) находятся в работоспособном состоянии;
* четыре установки аварийной вытяжной системы создания разрежения в кольцевом пространстве здания ZB (TL10D001…TL10D004) находятся в работоспособном состоянии;
* восемь рециркуляционных охлаждающих установок помещений каналов безопасности паровых камер (UV13D001… UV13D008) находятся в работоспособном состоянии;
* две установки системы обеспечения жизнедеятельности персонала в помещении БПУ (UV21D008, UV22D008) находятся в работоспособном состоянии;
* четыре установки системы кондиционирования воздуха помещений БПУ (UV21D006, UV21D007; UV22D006, UV22D007; UV23D006, UV23D007; UV24D006, UV24D007) находятся в работоспособном состоянии;
* четыре установки системы вентиляции кабельного этажа БПУ (UV21D005, UV22D005, UV23D005, UV24D005) находятся в работоспособном состоянии;
* две установки системы обеспечения жизнедеятельности персонала в помещении РПУ (UV31D008, UV32D008) находятся в работоспособном состоянии;
* четыре установки системы кондиционирования воздуха помещений РПУ (UV31D006, UV31D007; UV32D006, UV32D007; UV33D006, UV33D007; UV34D006, UV34D007) находятся в работоспособном состоянии;
* четыре рециркуляционных охлаждающих установок помещений насосов ответственных потребителей в здании ZМ (UV11D010… UV11D013) находятся в работоспособном состоянии;
* четыре установки системы холодоснабжения вентиляционных установок помещений каналов безопасности (UF40, UF50, UF60, UF70) находятся в работоспособном состоянии.

#### 4.1.3.13 СКУ, обеспечивающие контроль, управление и защиту работоспособных механизмов СБ введены в работу.

#### 4.1.3.14 Целостность защитной оболочки обеспечена:

#### - по крайней мере одна дверь каждого шлюза для персонала плотно закрыта;

#### - по крайней мере одна крышка грузового шлюза плотно закрыта;

#### - по крайней мере одна дверь из двух сблокированных в межоболочечное пространство плотно закрыта;

#### - каждый клапан отсечения защитной оболочки работоспособен, или закрыт и отключен, за исключением постоянно открытых клапанов;

#### - вся арматура отсечения защитной оболочки ручного управления и заглушки, за исключением установленных на импульсных линиях КИП, закрыты.

#### 4.1.3.15 Включены в работу СКУ энергоблока (включая СКУД, СКР, САР). Обеспечивается в полном объёме контроль, измерение и регистрация параметров энергоблока на БПУ, РПУ и местных щитах управления.

#### 4.1.3.16 Произведена проверка срабатывания и правильности уставок ТЗБ систем и блокировок оборудования энергоблока. ТЗБ оборудования, введённого в работу, должны находиться в работе. Устройства ввода в работу защит (при их наличии) и изменения уставок должны быть закрыты и опечатаны.

#### 4.1.3.17 Проверена исправность арматуры и её цепей управления, выполнена проверка управления арматуры с БПУ, РПУ.

#### 4.1.3.18 Проверены и подготовлены к работе предохранительные клапаны оборудования энергоблока.

#### 4.1.3.19 Готовы к работе четыре канала системы охлаждения бассейна выдержки c насосами TH18,28,38,48D001.

#### Один канал работает на охлаждение бассейна выдержки.

#### Допускается прекращение расхолаживания БВ на время проведения переключений на системе охлаждения бассейна выдержки, но не более, чем на три часа при температуре РБК в БВ не более 70 °С.

#### 4.1.3.20 Система продувки-подпитки (TA) в работе, в том числе:

#### 1) работоспособны два насоса TA31(32,33)D001;

#### 2) работоспособен деаэратор подпитки;

#### 3) работоспособны теплообменники TA10B001,002, TA21,22B001;

#### 4) проверена работоспособность арматуры, защит и блокировок, регуляторов, КИП, сигнализации.

#### 4.1.3.21 Система очистки продувочной воды первого контура ТС подготовлена к вкючению в работу. Анионитная загрузка ФСД (рабочего и резервного) системы ТС насыщается борной кислотой при проведении водообмена 1 контура.

#### Анионитный фильтр TC16B001, ненасыщенный борной кислотой, разрешается включать в работу только перед началом вывода бора в конце кампании реактора.

#### Работоспособны фильтр-ловушки, арматура, КИП и сигнализация системы ТС.

#### 4.1.3.22 В работе система хранения и переработки теплоносителя TD. Подготовлен свободный объём (не менее 240 м3) в баках для приёма сбрасываемых вод 1-го контура. Готовы к работе насосы TD71,72,73D001, TD21,22D001. Фильтры TD31B001,002 находятся в работоспособном состоянии (в случае необходимости TD31B001 отрегенерирован) Работоспособны фильтр-ловушки, арматура, КИП и сигнализация системы TD.

#### 4.1.3.23 Подготовлено не менее 200 м3 дистиллята в баках TD14,15,16B001. Качество дистиллята соответствует нормативным показателям (приложение F, таблица F.11). Насосы дистиллята TD71,72,73D001 готовы к работе. Проверена работоспособность арматуры, ТЗБ, сигнализации. Выполняются мероприятия по непопаданию дистиллята в теплоноситель 1-го контура (в соответствии с ИЭ РУ).

#### 4.1.3.24 В работе система отбора радиоактивных проб (TV) и система отбора проб технологических сред 2-го контура (RV), в том числе:

#### 1) система автоматизированного химического контроля воды 1-го контура;

#### 2) система автоматизированного химического контроля воды 2-го контура.

#### 3) лабораторный контроль осуществляемый в соответствии с утверждённым регламентом химического контроля технологических сред АЭС «Бушер-1».

#### Система автоматизированного химического контроля 1-го контура (TV60-80), работающая в автоматическом режиме обеспечивает непрерывный контроль состояния водно-химического режима теплоносителя 1-го контура (концентраций борной кислоты, водорода, кислорода, удельной электропроводимости).

#### 4.1.3.25 В работе системы дренажа воздушников и организованных протечек радиоактивных сред в реакторном отделении (TY-1) и в здании ZC (TY-2). Бак организованных протечек TY30B001 и дренажные баки TY21,22B001 продуваются азотом за счёт работы газодувок системы дожигания водорода. Проверена работоспособность насосов организованных протечек TY31,32D001 и дренажных насосов TY21,22D001, арматуры, ТЗБ, сигнализации, КИП. Работоспособен теплообменник организованных протечек 1 контура TY10B001.

#### 4.1.3.26 Система приготовления и ввода реагентов в 1-й контур (ТВ) в работе. Баки запаса едкого кали, гидразингидрата и аммиака заполнены номинальными объёмами реагентов для поддержания водно-химического режима теплоносителя 1-го контура.

#### 4.1.3.27 Система спецгазоочистки и дожигания водорода в работе по проектной схеме:

#### 1) один из двух каналов системы дожигания водорода (TS10);

#### 2) один из двух технологических каналов системы очистки газов TS20.

#### 4.1.3.28 Обеспечивается подача азота ко всем потребителям. В ресиверах азота находится эксплуатационный запас при проектном давлении.

#### 4.1.3.29 Система СВРК в работе. Обеспечивается контроль и регистрация параметров, включенных в архив СВРК.

#### 4.1.3.30 Система собственных нужд снабжается паром из общестанционного коллектора (или с ПРК). Обеспечена возможность подачи пара на все потребители в требуемом количестве и надлежащих параметров.

#### 4.1.3.31 Работоспособны и введены в работу системы вентиляции:

#### 1) рециркуляционная cистема охлаждения шахты реактора, бокса ПГ и ГЦНА TL03;

#### 2) рециркуляционная cистема охлаждения центрального зала TL05;

#### 3) рециркуляционная система охлаждения приводов СУЗ TL13;

#### Работоспособны арматура, КИП, сигнализация, защиты и блокировки обеспечивающие работоспособность указанных выше систем.

#### 4.1.3.32 Состояние оборудования установок СВО должно удовлетворять следующим требованиям:

#### 1) подготовлены к работе в соответствии с проектом: система переработки трапных вод TR, система очистки вод бассейна выдержки и перегрузки TG, система хранения и переработки теплоносителя TD, система подачи вод бассейна выдержки на очистку TH50-70.

#### Обеспечена возможность регенерации фильтров этих установок.

#### 2) не менее половины объема баков трапных вод ТR11-15В001 опорожнены и подготовлены к приёму сред.

#### 4.1.3.33 Работоспособны системы обеспечения и поддержания водно-химического режима 2-го контура:

#### 1) RZ – система продувки парогенераторов;

#### 2) UZ – система очистки продувочной воды парогенераторов;

#### 3) UB – система обессоливания турбинного конденсата;

4) UA – система обессоливания;

5) UD – система обессоленной воды;

1. UH10 – система приготовления и дозирования гидразина;
2. UH40 – система приготовления и дозирования аммиака;
3. RF60B001 – деаэратор;
4. RV – система отбора проб второго контура.

Качество воды в деаэраторе должно соответствовать нормативным показателям, приведенным в приложении F. Готовы к работе два ВПЭН и не менее двух ЭПН.

#### 4.1.3.34 В работе система переработки трапных вод TR и система переработки концентрированных отходов ТТ.

#### 4.1.3.35 Каталитические рекомбинаторы водорода XP находятся в работоспособном состоянии. Система мониторинга концентрации водорода в защитной оболочке находится в работоспособном состоянии.

#### В работе система сжатого воздуха высокого давления для пневмоприводной арматуры. В состоянии готовности к работе две компрессорные установки (TM) высокого давления для поддержания проектного давления в ресиверах сжатого воздуха высокого давления. Обеспечена подача сжатого воздуха высокого давления для управления пневмоприводами арматуры.

#### 4.1.3.36 Готова к работе арматура системы аварийного газоудаления из 1-го контура (YR).

#### 4.1.3.37 Два насоса TB21,22D001 находятся в работоспособном состоянии.

#### 4.1.3.38 Четыре нитки системы очистки неохлажденного теплоносителя ТС60,70,80,90 находятся к работе.

#### 4.1.3.39 Работоспособны все каналы АКНП. Обеспечен контроль за периодом разгона и нейтронной мощностью реактора. Включены звуковые сигнализаторы разгона. Уставки защиты по периоду выставлены в положение АЗ: ПЗ-20 сек: 40 сек, а уставки по мощности не выше 10-3 % Nном.

4.1.3.40 Водно-химический режим 1-го и 2-го контуров соответствует требованиям норм водно-химического режима, приведенным в приложении F.

4.1.3.41 Выполнены мероприятия по исключению попадания в первый контур теплоносителя с концентрацией борной кислоты менее 16 г/дм3.

**4.1.4 Условия безопасной эксплуатации энергоблока при выводе реактора на минимальный контролируемый уровень мощности**

4.1.4.1 Температура окружающей среды электрических соединителей КНИ и ТК при эксплуатации не должна превышать 105 °С. Допускается кратковременное повышение температуры до 200 °С в течение не более 6 минут.

4.1.4.2В компенсаторе давления перед выводом реактора на МКУ должна быть создана паровая подушка без примесей азота, уровень в КД - не менее 5100±150 мм (отсчет уровня от нижней внутренней образующей корпуса КД), давление - 15,7 МПа (160 кгс/см2).

4.1.4.3 Каждая из гидроемкостей САОЗ заполнена раствором борной кислоты концентрацией не менее 16 г/кг до уровня (6500±100) мм, давление – 6±0,10,3 МПа   
(60±13 кгс/см2). Температура в гидроемкостях должна быть в пределах 65-75оС.

4.1.4.4 Давление в межпрокладочном пространстве фланцевых разъемов ПГ, КД, ГЦНА, ГЕ САОЗ 1 ст. и реактора отсутствует.

4.1.4.5 При переводе энергоблока на минимально контролируемый уровень мощности должны быть выполнены условия безопасной эксплуатации энергоблока, приведенные в разделе 4.1.3 технологического регламента.

4.1.4.6 Изменение температуры воды 1-го контура не должно выходить за пределы диапазона (260÷280) °С.

4.1.4.7 При отсутствии утверждённой методики допустимый расход чистого конденсата в пусковом интервале не более 6,5 т/ч.

4.1.4.8 Имеются в наличии данные по нейтронно-физическим характеристикам активной зоны реактора. На БПУ выдан альбом нейтронно-физических характеристик. Расcчитана пусковая концентрация борной кислоты в теплоносителе 1-го контура.

4.1.4.9 Извлечение групп ОР СУЗ при выходе на МКУ мощности (при переводе блока из состояния 3 в состояние 2) осуществляется поочередно для 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 групп ОР СУЗ, начиная с 1 группы, шагами по 10 % (35 см) с выдержкой времени между шагами не менее 60 с при стабильных показаниях АКНП. Группы 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 извлекаются на ВКВ, группа 10 извлекается до положения 60 %. Снижение концентрации борной кислоты в теплоносителе 1 контура допускается только после окончания извлечения групп ОР СУЗ.

4.1.4.10 В работе 4 ГЦНА.

4.1.4.11 Концентрация борной кислоты находится в пределах от 16 г/кг до концентрации, соответствующей критическому состоянию.

4.1.4.12 Выполнена проверка СУЗ.

4.1.4.13 Отделом ядерной безопасности выполнена оценка степени подкритичности и запаса реактивности по данным альбома НФХ перед выводом реактора в критическое состояние после перегрузки, после капитального или среднего ремонта, а также после простоя в резерве более трёх суток.

4.1.4.14 Произведена проверка работоспособности СУЗ реактора. Произведена проверка электрической части СУЗ. Произведена проверка работоспособности ОР СУЗ в режиме группового сброса, время падения ОР СУЗ (1,2÷4) с.

4.1.4.15 Анионитная загрузка фильтров смешанного действия TC11,12B001 насыщена во время проведения водообмена.

**4.1.5 Условия безопасной эксплуатации энергоблока на минимальном контролируемом уровне мощности**

Параметры, характеризующие энергоблок на МКУ, приведены в п. 2.2.2.2 Состояние оборудования энергоблока должно удовлетворять требованиям, предъявляемым к оборудованию в режиме “горячее” состояние (см. п. 4.1.3). Дополнительно к требованиям, изложенным в п. 4.1.3, должны быть выполнены требования, приведенные ниже.

#### 4.1.5.1 Состояние оборудования реакторной установки.

#### 1) В работе система компенсации давления:

#### a) КД в паровом режиме. Уровень в КД - (5100±150) мм. Включен в автоматический режим регулятор поддержания уровня в КД. Произведена проверка работы уровнемеров КД сравнением показаний разных уровнемеров (разность показаний не должна превышать двух погрешностей измерений уровнемеров).

#### b) Проверена работоспособность ИПУ КД. Выполнена настройка пружин ИПК ИПУ КД. Узел настройки опломбирован.

#### 2) Парогенераторы готовы к работе.

#### а) Уровень в каждом ПГ - номинальный (2400±50) мм. Произведена проверка правильности показаний уровнемеров ПГ.

#### b) В работе система продувки ПГ, обеспечивая постоянную и периодическую продувки всех четырёх ПГ и постоянный прогрев трубопроводов.

#### c) Проверена работоспособность ПК ПГ. ИПУ ПГ настроены и опломбированы.

#### 3) Проверена плотность обратных клапанов ГЕ САОЗ 1-ой и 2-ой ступеней.

#### 4) Проверена работоспособность и готовы к работе все БЗОК.

#### 4.1.5.2 Работоспособны системы отвода генерируемого пара по 2-му контуру:

#### 1) Проверена работоспособность всех БРУ-А RA10,20,30,40S003;

#### 2) Обе или одна из систем (БРУ-К или БРУ-СН) соответственно в составе:

#### а) все БРУ-К SF11-16S001 при наличии вакуума в конденсаторе;

#### b) БРУ-СН RA57S003;

#### 3) Арматура, КИП, регуляторы, блокировки и сигнализация, обеспечивающие работоспособность перечисленного оборудования.

4.1.5.3 Концентрация борной кислоты соответствует критическому состоянию.

* + - 1. Проверено сцепление ОР СУЗ со своими приводами.
      2. Выполнены работы по экспериментальному определению нейтронно-физических характеристик активной зоны. Полученные результаты соответствуют в пределах погрешностей расчетным значениям.
      3. При снижении мощности реактора до уровня 10-4 Nном, персонал осуществляет ввод камер диапазона источника в зону максимальной чувствительности.
      4. Водно-химический режим 1-го и 2-го контуров соответствует требованиям норм водно-химического режима, приведенным в приложении F.
      5. Анионитная загрузка фильтров смешанного действия TC11,12B001 насыщена и один из фильтров находится в работе.
      6. Переключатели приоритета АВР секций 10 кВ НЭ 10ВА, 10ВВ, 10ВС, 10BD установлены в положение, обеспечивающее приоритетность АВР на секции 10BA, 10 BC. При неработоспособном состоянии ЭПН 10RL22D001 (ремонт, наличие дефекта, препятствующего его работе) переключатели приоритета АВР секций 10 кВ НЭ 10ВА, 10ВВ, 10ВС, 10BD должны быть установлены в положение, обеспечивающее приоритетность АВР на секции 10BB, 10BD.

Перевод переключателей приоритета выполняет НС ЭТО по распоряжению НС АЭС с фиксацией в оперативном журнале их фактического положения.

**4.2 Порядок действий и основные приёмы безопасной эксплуатации при разогреве и пуске энергоблока**

**4.2.1 Перевод энергоблока из состояния “перегрузка топлива" в "холодное" состояние**

#### 4.2.1.1 Перевод энергоблока из состояния “перегрузка топлива” в “холодное” состояние допускается производить после:

1) Выполнения требований по состоянию оборудования и систем, приведенных в п. 4.1.1.

Эксплуатация оборудования и систем энергоблока должна вестись в соответствии с требованиями инструкций по эксплуатации оборудования и систем, проектной и заводской документацией. При подготовке оборудования и систем к вводу в работу должны быть проверены и введены в работу все подсистемы АСУ ТП/СВБУ, АЗ/ПЗ, КЭ СУЗ, СКУД, УСБТ, СКУ В, СКУСВО, СКУРО, СКУТО, САППЗ/включая КИП, защиты, блокировки, авторегулирование и сигнализацию. Исключение может составлять часть систем автоматизации ТО, не участвующая в работе на этих стадиях. При выходе на температуру первого контура 200 °С необходимо дополнительно убедиться в отсутствии сигналов рассогласования и проверить соответствие показаний основных параметров на приборах и мониторах и индивидуальных приборах. Проверка работоспособности оборудования, технологических защит, блокировок и сигнализации оформляется актами в “Журнале актов” и “Журнале проверок ТЗБ” на БПУ по мере ввода оборудования и систем в работу, в резерв.

2) Выполнения проверок, проводимых в период ППР.

Объём проверок и испытаний оборудования и систем, выполняемых в период ППР, приведен в разделе 10.2.

3) Подтверждения начальниками подразделений готовности оборудования, документации, персонала к проведению гидравлических испытаний 1-го контура на 3,4 МПа (35 кгс/см2), 2-го контура на 1,96 МПа (20 кгс/см2), получения разрешения заместителя главного инженера по эксплуатации на начало операций по переводу энергоблока из состояния “перегрузка топлива" в “холодное” состояние и выполнение гидравлических испытаний 1-го и 2-го контуров, оформленных в “Журнале технических распоряжений” на рабочем месте НСБ.

#### 4.2.1.2 Сборка реактора

1) Выполнить проверку правильности загрузки активной зоны в соответствии с утвержденной картограммой очередной топливной загрузки с помощью телекамеры МП.

2) Проверить повысотное расположение головок ТВС.

Разновысотность головок ТВС одного года эксплуатации должна быть не более 5 мм.

3) Используя телекамеру и перегрузочную машину осмотреть активную зону и убедиться в отсутствии посторонних предметов и повреждений и правильность загрузки и расположения ТВС, ПС СУЗ и пучков СВП.

4) Установить БЗТ в реактор. Произвести измерения расстояния от нижних платиков БЗТ до упорной поверхности ШВК. Измеренное расстояние должно быть в пределах от 15 до 20 мм. При нарушении данного критерия произвести доработку платиков БЗТ.

5) Установить ВБ, произвести сборку и уплотнение главного разъёма реактора и оборудования 1-го контура.

6) Произвести сцепление штанг приводов СУЗ с ПС СУЗ.

Произвести проверку правильности сцепления штанги с ПС СУЗ по:

а) изменению положения ключа фиксатора штанги BU 407.503.09.07 относительно ключа штанги BU 407.503.09.22;

b) наличию веса ПС СУЗ при подъеме вручную сборки “КЛЮЧ+ШТАНГА+ПС СУЗ” на 50…100 мм.

Произвести протаскивание штанги с ПС СУЗ на ход (3400÷3500) мм с измерением усилий при помощи устройства силоизмерительного, необходимого для их перемещения вверх и вниз, которые должны быть при ходе вверх не более 440 Н, при ходе вниз не менее 240 Н. Приемочным критерием является значение силы трения не более 100 Н.

Подъем сборки “КЛЮЧ+ШТАНГА+ПС СУЗ” производить при уровне теплоносителя в реакторе на (200÷400) мм ниже главного разъема реактора.

Произвести установку и уплотнение датчиков ДПШ приводов СУЗ.

7) Подключить электрические разъёмы к приводам СУЗ.

8) Осуществить электрическое соединение с помощью штепсельных разъемов СВРД с аппаратурой СВРК (ПТК-3) и АИУ.

9) Установить страхующие втулки и траверсу на ВБ.

10) Установить:

- гидрозатвор бассейна выдержки № 1 между бассейном выдержки и бассейном ревизии ВКУ;

- гидрозатвор бассейна выдержки № 2 (защитный) между бассейном выдержки и бассейном ревизии ВКУ;

- гидрозатвор контейнерного отсека бассейна выдержки между бассейном выдержки и контейнерным отсеком;

- большой гидрозатвор между шахтой реактора и бассейном ревизии ВКУ.

#### 4.2.1.3 Дозаполнение 1-го контура

1) Перед началом дозаполнения 1-го контура убедиться, что качество раствора борной кислоты в баке TD11B001 (при необходимости в баках TD11,12,13B001) соответствует требованиям, приведенным в приложении F. (Концентрация РБК – 16-20 г/дм3. Температура 20 – 60 ºС).

Дозаполнение 1-го контура производится насосами TA31,32,33D001.

Дозаполнение 1-го контура осуществлять при открытых воздушниках ГЦК и оборудования РУ.

2) При дозаполнении реактора расход воды не должен быть более 40 м3/ч, а при уровне в КД от 5100 мм - не более 20 м3/ч, а при уровне в КД от 11000 мм - не более 10 м3/ч.

Перед дозаполнением первого контура подать уплотняющую воду на ГЦНА.

Воду для отмывки уплотнений ГЦНА от бора не подавать.

Подачу воды на отмывку уплотнений ГЦНА от кристаллов бора разрешается производить перед включением ГЦНА (давление в 1-ом контуре не менее 0,98 МПа (10 кгс/см2).

1. Контроль заполнения 1-го контура проводить по уровню в КД и в реакторе, а также по отсутствию сигнализации наличия уровня теплоносителя под крышкой реактора по показаниям АИУ.

4) Заполнение оборудования системы очистки неохлажденного теплоносителя (ТС60-90) производить в процессе заполнения 1-го контура.

Во избежание случайной гидровыгрузки сорбента обратным током теплоносителя, заполнение ТС60-90 производить открытием байпаса арматуры ТС60,70,80,90S002 при закрытых ТС60,70,80,90S001,004.

5) Закрытие арматуры воздушников первого контура производить по истечении 30 минут после появления устойчивого шума на соответствующем воздушнике, а так же по устойчивому росту уровня в баке TY30B001 в течение 30 мин.

6) При уровне в КД 12400 мм и появлении устойчивого шума на линии воздухоудаления КД, а так же по устойчивому росту уровня в баке TY30B001 в течении 30 минути закончить в соответствии с ИЭ оборудования первого контура заполнение 1-го контура – закрыть воздушники КД.

7) По окончании дозаполнения 1-го контура работой насоса TA31(32,33)D001 поднять давление в 1-ом контуре до 0,5 МПа (5 кгс/см2).

4.2.1.4 Гидроиспытания 1-го контура давлением 3,4 МПа (35 кгс/см2).

1) При давлении 0,5 МПа (5 кгс/см2) произвести воздухоудаление из всех воздушников 1-го контура. Выполнить осмотр оборудования 1-го контура на предмет отсутствия течей.

2) Перед подъёмом давления в 1-м контуре выше 1,8 МПа (18,4 кгс/см2) надёжно отключить все трубопроводы низкого давления вспомогательных систем с помощью граничной арматуры этих систем от трубопроводов высокого давления.

Отключение трубопроводов низкого давления должно проводиться по специальному перечню граничной арматуры и оформляться записью в оперативном журнале НС РО, НСБ.

3) Отключить от 1-го контура систему планового расхолаживания.

В течение времени, когда прекращена принудительная циркуляция через активную зону реактора, контролировать наличие естественной циркуляции через активную зону (см. приложение G) и наличие запаса до вскипания не менее 15 °С на выходе из ТВС.

4) Поднять давление в 1-ом контуре до 3,4 МПа (35 кгс/см2) и произвести воздухоудаление из автономного контура ГЦНА.

Скорость изменения давления в реакторе должна быть не более 0,5 МПа (5 кгс/см2) в минуту.

Подъём давления в реакторе должен производиться с учетом ограничений, представленных в приложении H.

5) При давлении 3,4 МПа (35 кгс/см2) выполнить осмотр оборудования 1-го контура на предмет отсутствия течей. Проконтролировать отсутствие давления в межпрокладочном пространстве разъёмов реактора, КД, ПГ, ГЦНА. Проверить отсутствие течей через внутренние прокладки фланцевых соединений приводов СУЗ, выводов СВРД, фильтров TC60-90. При наличии неплотностей, сбросить давление, устранить их и повторно произвести испытания на плотность.

6) Снизить давление в первом контуре до 2,4 МПа (25 кгс/см2) на все время проведения гидроиспытания 2-го контура давлением 1,96 МПа (20 кгс/см2).

#### 4.2.1.5 Заполнение ПГ по второму контуру

1) По утверждённой программе проверить состояние граничной арматуры 2-го контура. Отключить трубопроводы низкого давления вспомогательных систем 2-го контура.

2) Заполнение ПГ до уровня 3700 мм при открытых воздушниках по 2-му контуру производить от насосов RR12,22D001 из деаэратора и закончить до начала проведения испытания первого контура на плотность давлением 3,4 МПа (35 кгс/см2).

Заполнение ПГ производить химобессоленной водой. Качество воды должно отвечать требованиям, приведенным в приложении F. Температура воды - (20÷60) °С и не должна отличаться от температуры металла ПГ более чем на 60 °С.

В соответствии с программой гидроиспытаний необходимо также заполнить паропроводы, трубопроводы питательной воды, линии продувки до первой запорной арматуры до появления воды из воздушников второго контура.

4.2.1.6 Гидроиспытания 2-го контура давлением 1,96 МПа (20 кгс/см2).

1) Ступенями поднять давление второго контура до 0,5 МПа (5 кгс/см2) и 1,96 МПа (20 кгс/см2), выполнить осмотр оборудования второго контура на предмет отсутствия течей.

При проведении гидроиспытаний второго контура, запрещается снижать давление первого контур ниже давления во втором контуре по условиям ядерной безопасности во избежание протечек “чистого” конденсата из второго контура в первый контур.

Перед подъёмом давления во втором контуре выше 1,5 МПа (15 кгс/см2) проверить надёжное отключение трубопроводов высокого и низкого давления. Подъем давления производить со скоростью не более 0,98 МПа/мин (10 кгс/см2/мин).

2) Снизить давление и сдренировать второй контур до уровня в каждом ПГ (3700÷3800) мм.

3) Снизить давление в первом контуре до (1,47-1,96) МПа ((15÷18) кгс/см2) и подключить к 1-му контуру систему отвода остаточного тепла и расхолаживания TH.

#### 4.2.1.7 После окончания работ, указанных выше, ввести в работу (в резерв) оборудование, требуемое для разогрева энергоблока до параметров гидроиспытаний или испытаний на плотность (см. раздел 4.1.2), выполнить необходимые испытания и проверки.

#### 4.2.1.8 По утверждённым программам выполнить проверки и испытания оборудования и систем в объёме, приведенном в разделе 10.

#### 4.2.1.9 При нахождении энергоблока в “холодном” состоянии оперативный персонал обязан:

1) Контролировать период разгона реактора и уровень нейтронного потока по АКНП.

2) Контролировать концентрацию борной кислоты в первом контуре и поддерживать её значение не ниже стояночной. В «холодном» состоянии концентрация борной кислоты должна быть 16÷18 г/дм3.

3) Контролировать качество рабочих сред в первом и во втором контурах (см. приложение F).

4) Контролировать температуру на выходе из ТВС, не допуская увеличения более 80 °С, а также контролировать температуру первого контура по “горячим” ниткам петель, не допуская увеличения более 70 °С или уменьшения ниже 20 °С, и температуру металла корпуса реактора.

5) Контролировать давление в первом контуре по показаниям YC00P903,904,905,906 и не допускать его увеличения более (1,47-1,8) МПа ((15÷18,4) кгс/см2) при подключенной к первому контуру системе аварийного и планового расхолаживания.

При проведении в “холодном” состоянии испытаний на плотность, давление в первом контуре не должно быть выше 3,4 МПа (35 кгс/см2).

При повышении давления в первом контуре более 1,8 МПа (18,4 кгс/см2) необходимо обеспечить надёжное разделение участков трубопроводов высокого и низкого давления и внести соответствующие записи в оперативные журналы.

6) Ежесменно контролировать выполнение мероприятий по исключению попадания в первый контур воды с концентрацией борной кислоты ниже контурной (в соответствии с ИЭ РУ) с оформлением результатов контроля в оперативных журналах.

7) Контролировать давление во втором контуре, не допуская его увеличения более 1,8 МПа (18,4 кгс/см2). По условиям ядерной безопасности давление второго контура не должно быть выше давления первого контура.

8) В соответствии с утверждённым графиком проводить опробование оборудования и систем, находящихся в работе, в резерве в соответствии с «Графиком перехода на резервное оборудование и проверки автоматического ввода резерва».

9) Контролировать готовность систем и элементов каналов САЭ к выполнению проектных функций.

10) Проконтролировать выполнение проверок и испытаний оборудования и систем в объёме, приведенном в разделе 10.2.

11) Обеспечивать готовность к работе всех систем в соответствии с технологической необходимостью их использования и производственными инструкциями.

**4.2.2 Разогрев реакторной установки до температуры гидравлических испытаний**

#### 4.2.2.1 Включение ГЦНА и разогрев РУ до параметров гидравлических испытаний допускается при условии:

1) Выполнения проверок, проводимых в “холодном” состоянии РУ.

Объём опробования и испытания оборудования и систем, выполняемых в “холодном” состоянии энергоблока, приведен в разделе 10.2.

2) Оформления разрешения на проведение гидравлических испытаний 1-го и 2-го контуров.

До начала разогрева РУ начальники подразделений, осуществляющие эксплуатацию, ремонт и контроль состояния оборудования и систем, должны сделать запись в “Журнале технических распоряжений” о готовности оборудования, документации и персонала к проведению гидравлических испытаний.

Разрешение на разогрев РУ до параметров гидроиспытания и проведения гидравлических испытаний 1-го и 2-го контуров оформляется в “Журнале технических распоряжений” на рабочем месте НСБ за подписью заместителя главного инженера по эксплуатации.

#### 4.2.2.2 Разогрев 1-го и 2-го контуров до температуры гидравлических испытаний.

1) Отключить от 1-го контура систему отвода остаточного тепла и расхолаживания РУ.

2) Создать азотную подушку в КД при параметрах:

а) давлении первого контура – 1,8 МПа (18,4 кгс/см2);

b) уровне в КД - (11100±100) мм (отсчет уровня от нижней внутренней образующей корпуса КД).

Перед подъёмом давления в первом и во втором контурах выше  
1,8 МПа (18,4 кгс/см2) по программам проведения испытаний установить арматуру, разделяющую участки трубопроводов высокого и низкого давления в соответствующее положение (включая арматуру, отделяющую систему отвода остаточного тепла и расхолаживания первого контура), разобрать электрическую схему силового питания задвижек и реализовать мероприятия по запрету управления этой арматурой.

На работающем энергоблоке управление и блокировки по упомянутой арматуре не проверяются.

3) Включить два вентагрегата TL13. Подать питание на привода СУЗ и в систему управления приводами СУЗ. Взвести поочередно ОР СУЗ до срабатывания нижних концевых выключателей.

4) Поочередно включить два противоположных ГЦНА в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

Обеспечить надёжное воздухоудаление из 1-го контура при первом после заполнения 1-го контура включении ГЦНА.

Разогрев 1-го контура производится за счёт работы ГЦНА, остаточных тепловыделений активной зоны реактора и работы электронагревателей КД.

При температуре 1-го контура менее 200 °С работа более трёх ГЦНА запрещается.

При температуре теплоносителя 1-го контура более 60 °С должна быть подана вода промконтура на ГЦНА.

5) При разогреве соблюдать следующие ограничения:

а) скорость разогрева теплоносителя 1-го контура - не более 20 °С/ч;

b) запас до вскипания по температуре теплоносителя 1-го контура на выходе из активной зоны - не менее 15 °С;

c) разность температур воды КД и теплоносителя 1-го контура - не более 5 °С.

Если температура воды в КД больше, чем температура теплоносителя 1-го контура, включение ТЭН КД не производить. Допустимую разность температур между водой в КД и теплоносителем 1-го контура при необходимости поддерживать путём воздействия на регулятор расхолаживания КД. Открытие арматуры впрыска в КД произвести после выравнивания температур теплоносителя 1-го контура и КД.

d) температуры металла оборудования РУ в процессе гидравлических испытаний и испытаний на плотность должны быть не менее указанных в п. 3.2.2.5.

e) максимально допустимое давление в режимах планового разогрева и расхолаживания с позиций сопротивления хрупкому разрушению должно определяться в зависимости от температуры теплоносителя по графикам, данным в приложении H.

6) После разогрева теплоносителя до температуры 80-90 °С производится снижение концентрации кислорода за счет ввода в первый контур гидразин-гидрата в количестве, обеспечивающем двух-трехкратный его избыток по отношению к концентрации кислорода. Введение гидразин-гидрата следует продолжать до снижения концентрации кислорода в теплоносителе до значений, регламентированных нормами ВХР первого контура.

7) Прогреть тупиковые участки трубопроводов пассивной части САОЗ до температуры не менее 30 °С.

Открыть арматуру на дренаже между запорными задвижками Ду 300 пассивной части САОЗ и на байпасе обратных клапанов, проконтролировать закрытие второй от реактора задвижки и открыть первую от реактора задвижку Ду 300.

8) Гидроиспытания и разогрев системы TC60-90 проводится совместно с 1-ым контуром.

9) Проконтролировать разогрев металла оборудования 1-го контура до минимальной температуры, в соответствии с п. 3.2.2.5, при которой разрешается подъём давления в 1-м контуре до давления ГИ.

10) В процессе разогрева 1-го контура контролировать процесс расширения оборудования 1-го контура (ГЦТ, ГЦНА, ПГ) по показаниям датчиком положения гидроамортизаторов.

11) Параллельно с разогревом 1-го контура начать разогрев системы продувки ПГ, деаэратора машзала.

В течение времени, когда прекращена принудительная циркуляция через активную зону реактора, контролировать наличие естественной циркуляции через активную зону и наличие запаса до вскипания не менее 15 °С на выходе из ТВС.

12) Опустить ОР СУЗ на упоры. Обесточить их приводы. Отключить два вентагрегата TL13.

#### 4.2.2.3 Гидроиспытания первого и второго контуров

1) По рабочей программе проверить состояние граничной арматуры 1-го контура. Отключить трубопроводы низкого давления вспомогательных систем РУ. Принять меры, исключающие открытие ПК КД (закрыть отсечные клапаны, заблокировать и обесточить ИК ИПУ КД).

2) При подъёме давления первого контура соблюдать ограничения, приведенные в п.3.2.2.5.

3) Используя подпиточный насос поднять давление в 1-ом контуре ступенями 3,5; 10,0; 15,7; 17,6 МПа (35, 100, 160, 180 кгс/см2) со скоростью 0,98 МПа/мин (10 кгс/см2 в мин), с выдержкой на каждой ступени и проведением осмотра оборудования 1-го контура на предмет отсутствия течей. Температура подпиточной воды после регенеративного теплообменника должна быть больше 65 °С.

4) При давлении 17,6 МПа (180 кгс/см2) произвести окончательный контроль герметичности оборудования, систем и трубопроводов реакторной установки в местах, определённых программой проведения испытаний на плотность.

5) Проконтролировать отсутствие давления в межпрокладочном пространстве разъёмов реактора, КД, ПГ, TC60-90, ГЦНА. Проверить отсутствие течей через внутренние прокладки фланцевых соединений приводов СУЗ, выводов СВРД. При обнаружении трещин, разрывов, течей, видимых остаточных деформаций снизить давление и после устранения дефектов произвести повторное испытание на плотность.

Азотную подушку из КД допускается не сдувать при проверке ГЦК только на плотность и если не разуплотнялись разъёмы на ИПУ КД.

6) При необходимости проведения гидроиспытаний 1-го контура на прочность:

а) Сдуть азотную подушку из КД;

b) до начала подъёма давления в 1-ом контуре более 17,6 МПа (180 кгс/см2) отключить работающие ГЦНА и закрыть арматуру на подаче и отводе запирающей воды ГЦНА;

c) до начала подъёма давления в 1-ом контуре более 19,6 МПа (200 кгс/см2) отключить датчики ТТК, которые не могут работать при давлении более 19,6 МПа (200 кгс/см2);

d) поднять давление 1-го контура до 24,5 МПа (250 кгс/см2);

e) выполнить выдержку при давлении гидроиспытания 1-го контура на прочность не менее 10 минут (суммарно - не более 60 минут за весь срок эксплуатации каждой ТВС);

f) снизить давление до 19,6 МПа (200 кгс/см2) и произвести осмотр оборудования 1-го контура;

Время выдержки при давлении 19,6 МПа (200 кгс/см2) определяется временем, необходимым для проведения осмотра, но не должно быть менее одного часа и не более четырёх часов.

7) При отсутствии дефектов снизить давление в 1-ом контуре до 1,8 МПа (18,4 кгс/см2). Открыть арматуру на подаче и отводе запирающей воды ГЦНА. Создать азотную подушку в КД и ввести в работу не менее одного ГЦНА. Перед включением ГЦНА подать питание на ОР СУЗ и поднять их с упоров. Подключить к 1-му контуру КИП, отключавшиеся на время гидроиспытаний. Подключить ИПУ КД. Поднять давление в 1-ом контуре до 12,3 МПа (125,5 кгс/см2) на период гидравлических испытаний 2-го контура.

8) Провести гидроиспытания или испытания на плотность второго контура:

а) по утверждённой программе проверить состояние граничной арматуры 2-го контура, отключить трубопроводы низкого давления вспомогательных систем 2-го контура;

b) дозаполнить 2-ой контур;

c) разобрать электрическую схему БРУ-А;

d) поднять давление во 2-ом контуре до 8,64 МПа (88 кгс/см2) со скоростью 0,98 МПа/мин (10 кгс/см2 в мин) с проверкой плотности;

Температура стенки элементов 2-го контура при гидроиспытаниях - не менее 80 °С.

При проведении гидроиспытаний 2-го контура запрещается снижать давление 1-го контура ниже давления во 2-м контуре по условиям ядерной безопасности во избежание протечек “чистого” конденсата из 2-го контура в 1-ый контур.

е) при необходимости проведения гидроиспытаний 2-го контура на прочность:

- до начала подъёма давления во 2-ом контуре более 8,64 МПа (88 кгс/см2), отключить датчики ТТК, которые не могут работать при давление более 8,64 МПа   
(88 кгс/см2);

- поднять давление во 2-ом контуре до 10,8 МПа (110 кгс/см2);

- произвести выдержку при давлении гидроиспытания 2-го контура не менее 10 минут;

- снизить давление до 8,64 МПа (88 кгс/см2) и произвести осмотр оборудования   
2-го контура;

f) при отсутствии дефектов сбросить давление, подключить КИП, отключавшиеся на время гидроиспытаний, сдренировать 2-ой контур до уровня в каждом ПГ   
(3700÷3800) мм;

g) снизить давление 1 контура и подключить систему планового расхолаживания.

#### 4.2.2.4 После окончания гидроиспытаний или испытаний на плотность начать ввод в работу (в резерв) оборудования, требуемого для “горячего” состояния энергоблока (см. раздел 4.1.3), выполнить необходимые испытания и проверки.

#### 4.2.2.5. На этапе разогрева РУ при пуске после ППР по утверждённым программам выполнить проверки и испытания оборудования и систем в объёме, приведенном в разделе 10.2.

* + 1. **Перевод энергоблока в "горячее" состояние**

#### 4.2.3.1 Перевод энергоблока в “горячее” состояние допускается после:

1) Выполнения в процессе разогрева требований по состоянию оборудования и систем, приведенных в разделе 4.1.3.

2) Выполнения проверок и испытаний, проводимых в процессе разогрева реакторной установки.

3) Подтверждения начальниками подразделений готовности оборудования, документации, персонала и получения от главного инженера АЭС разрешения на разогрев энергоблока до номинальных параметров, оформленных в “Журнале технических распоряжений” на рабочем месте НСБ.

#### 4.2.3.2 Разогрев энергоблока до номинальных параметров

1) При температуре первого контура ниже 200 °С включить не более трёх ГЦНА. В процессе разогрева четвертый ГЦНА включить при температуре первого контура более 200 °С.

2) Включить ТЭН КД, начать опережающий разогрев КД.

3) При разогреве соблюдать следующие ограничения:

а) скорость разогрева теплоносителя 1-го контура - не более 20 °С/ч с контролем за величинами перемещений оборудования РУ;

b) запас до вскипания по температуре теплоносителя 1-го контура на выходе из активной зоны - не менее 15 °С;

c) разность температур воды в КД и первого контура – не более 55 °С, разность температур верхнего и нижнего днища КД – не более 85 °С;

d) скорость разогрева бетона шахты реактора - менее 10 °С/ч;

e) ограничения по параметрам основного оборудования приведены в приложении B.

При повышении давления над активной зоной до 2,94 МПа (30 кгс/см2) поддерживать это давление постоянным.

В течение всего процесса разогрева РУ должно быть обеспечено надёжное воздухоудаление из автономного контура каждого ГЦНА и циркуляция воды по этому контуру.

При разогреве РУ должна производиться корректировка ВХР 1-го и 2-го контуров (приложение F).

При разогреве контролировать температурное расширение оборудования 1-го контура (ГЦТ, ГЦНА, ПГ) по показаниям датчиков положения гидроамортизаторов.

4) При достижении температуры воды в 1-ом контуре 155 °С, а в КД - 210 °С произвести замещение азотной подушки в КД на паровую сдувкой газа из КД, не допуская при этом разрыва мембран барботёра.

5) Снизить уровень в КД до 5100 мм, соответствующего N ≤ 10 % Nном.

После снижения уровня в КД допускается разогрев воды в КД производить со скоростью 30 °С/час за счёт работы электронагревателей.

6) Снижение уровня воды в ПГ с (3700÷3800) мм до номинального значения разрешается после повышения температуры воды в ПГ до (100÷120) °С (при наличии кипения в ПГ).

7) При давлении в 1-ом контуре 14,1 МПа (144 кгс/см2) выполнить проверку работоспособности ИПУ КД в соответствии с таблицей 10.2.1.

8) При давлении в 1-ом контуре 6,4 МПа (65 кгс/см2) открыть запорные задвижки Ду 300 емкостей САОЗ первой и второй ступеней.

9) Параллельно с разогревом 1-го контура приступить к подготовке турбогенератора к пуску, для чего подготовить и ввести в работу его вспомогательные системы:

а) циркуляционной воды;

b) маслосмазки;

c) уплотнения вала генератора;

d) гидростатического подъёма роторов;

e) валоповоротное устройство;

f) регулирования турбины;

g) вакуумную систему конденсаторов;

h) главного паропровода и БРУ-К;

i) питательной воды;

j) паропроводов СН;

k) газоохлаждения генератора;

l) основного конденсата;

m) обессоливания турбинного конденсата (БОУ).

10) Подготовить и включить в работу СКУ ТО, ГЧСР и ЭЧСР, систему контроля генератора. Без включения указанных систем пуск турбоустановки не допускается.

1. При достижении давления в ГПК 5,8 МПа (58 кгс/см2) начать прогрев СРК через байпас ГПЗ до повышения температуры наружных стенок корпусов стопорных клапанов в соответствии с требованиями ИЭ.
2. В процессе разогрева не допускать превышения давления в первом контуре, приведенного на графике приложения H.
3. Разогрев системы ТС60-90 осуществляется совместно с первым контуром.
4. Подготовить и перевести в режим «дежурство» ДГУ 10GY50 общестанционной системы надежного электроснабжения со вспомогательными системами.

#### 4.2.3.3 На номинальных параметрах выполнить по утверждённым программам проверки в объёме, приведенном в таблице 10.2.1.

#### 4.2.3.4 При нахождении энергоблока в “горячем” состоянии оперативный персонал обязан:

1) Контролировать период разгона и уровень нейтронного потока по АКНП.

2) Контролировать концентрацию борной кислоты в первом контуре и поддерживать её значение на уровне стояночной 16-20 г/дм3.

3) Ежесменно контролировать выполнение мероприятий по исключению попадания в первый контур воды с концентрацией борной кислоты ниже контурной (в соответствии с ИЭ РУ) с оформлением результатов контроля в оперативных журналах.

4) Поддерживать температуру теплоносителя первого контура на уровне   
(260÷280) °С сбросом пара второго контура через БРУ-СН или через БРУ-К на конденсатор турбины;

5) Контролировать водно-химический режим первого и второго контуров, их вспомогательных систем и выполнять его корректировку в соответствии с требованиями, приведенными в приложении F.

6) Контролировать технологические параметры первого и второго контуров, их вспомогательных систем и поддерживать их в пределах, приведенных в разделе 3 и в приложении B.

7) В соответствии с утверждённым графиком проводить опробование оборудования и систем, находящихся в работе, в резерве.

8) Контролировать готовность систем и элементов каналов САЭ к выполнению проектных функций.

9) Обеспечивать готовность к работе всех систем в соответствии с технологической необходимостью их использования и производственными инструкциями.

4.2.3.5 Водно-химический режим 1-го и 2-го контуров соответствует требованиям норм водно-химического режима, приведенным в приложении F.

**4.2.4 Пуск энергоблока**

#### 4.2.4.1 Перевод энергоблока на минимальный контролируемый уровень мощности допускается производить после:

#### 1) Выполнения требований по состоянию оборудования и систем, приведенных в п. 4.1.4.

2) Выполнения проверок, проводимых при разогреве и в “горячем” состоянии реакторной установки.

3) Подтверждения начальниками подразделений готовности оборудования, документации, персонала к пуску блока и получения разрешения ГИС на перевод энергоблока на минимальный контролируемый уровень мощности и на работу на энергетических уровнях мощности с указанием максимально разрешенного уровня мощности, оформленных в “Журнале технических распоряжений” на рабочем месте НСБ.

4) Выдачи на БПУ альбома нейтронно-физических характеристик активной зоны реактора (при первом выводе на МКУ после перегрузки активной зоны).

Вывод реактора в критическое состояние должен осуществляться только после оценки ожидаемой критической концентрации борной кислоты.

Вывод реактора в критическое состояние после первой загрузки выполняется в соответствии с «Программой физпуска».

При выводе реактора в критическое состояние после перегрузки (загрузки) топлива выставить уставки АЗ и ПЗ по периоду 20 с и 40 с, соответственно.

#### 4.2.4.2 Взвод ОР СУЗ производится в следующем порядке:

1) Группы № 1-9 ОР СУЗ в групповом режиме поочередно в порядке следования своих номеров извлекаются из активной зоны шагами по 35 см (выдача управляющего воздействия на приводы ОР СУЗ в течение не более 18 секунд) с выдержкой времени между шагами не менее 60 секунд при стабильных показаниях АКНП.

2) Группа № 10 поднимается до высоты 50-60 % от нижнего положения в том же порядке.

#### Если в процессе подъёма ОР СУЗ период увеличения нейтронной мощности по показаниям хотя бы одного из каналов АКНП станет менее 60 секунд, то немедленно прекратить подъём группы и продолжить его только после увеличения периода до бесконечности и подробного разбора ситуации, приведшей к этому снижению.

#### При нарушениях логической последовательности передачи движения групп ОР СУЗ, выход на МКУ мощности запрещается.

#### При потере индикации положения ОР СУЗ подъём группы прекратить, выяснить причину потери, устранить неполадки и продолжить подъём группы.

#### 4.2.4.3 Вывод реактора на МКУ мощности производится путём снижения концентрации борной кислоты в теплоносителе 1-го контура с помощью системы подпитки-продувки. Подключение системы ТС в работу и начало насыщения анионитной загрузки ФСД должно быть произведено совместно с началом вывода борной кислоты.

#### 4.2.4.4 При достижении пускового интервала водообмен прекратить на время, достаточное для выравнивания концентрации борной кислоты в 1-ом контуре, КД, деаэраторе подпитки (разница концентраций - не более 0,5 г/дм3).

#### Отбор проб для контроля концентрации РБК производить не реже одного раза в 30 минут в дополнение к непрерывному контролю.

#### 4.2.4.5 В пусковом интервале расход чистого конденсата, подаваемого в 1 контур при пуске после перегрузки (загрузки) топлива не должен быть более 6,5 т/ч.

#### Методика определения расхода чистого конденсата согласовывается в установленном порядке и утверждается главным инженером.

#### При отсутствии утверждённой методики допустимый расход чистого конденсата в пусковом интервале не более 6,5 т/ч.

#### 4.2.4.6 Во время вывода реактора на МКУ мощности запрещается:

1) Выполнять операции, приводящие к изменению температуры теплоносителя 1-го контура и его плотности.

2) Проводить любые ремонтные работы на оборудовании и цепях СУЗ и АКНП реактора.

При необходимости проведения этих работ водообмен должен быть остановлен.

3) Одновременно выполнять в любом сочетании операции по извлечению ОР СУЗ из активной зоны реактора, изменению концентрации борной кислоты в воде 1-го контура и изменению температуры воды 1-го контура за пределы диапазона (260÷280) °С.

4) Включать или отключать ГЦНА.

5) Выводить в пусковом интервале борную кислоту из 1-го контура с расходом более регламентированной величины (п.4.2.4.5).

6) Резко снижать давление в ПГ.

7) Выполнять любые другие операции, которые могут привести к непредусмотренному изменению реактивности активной зоны реактора.

#### 4.2.4.7 При достижении критического состояния период увеличения нейтронной мощности реактора не должен быть менее 60 секунд.

#### 4.2.4.8 На МКУ мощности (10-5÷1) % Nном после прекращения вывода Н3ВО3 из 1-го контура и выравнивания концентрации РБК в реакторе, КД и деаэраторе подпитки, необходимо зафиксировать параметры пускового состояния реактора.

#### 4.2.4.9 После вывода реактора на МКУ мощности должно быть проверено сцепление ОР СУЗ со своими приводами.

#### Проверка должна осуществляться перемещением ОР СУЗ вниз от верхнего положения на обусловленное расстояние (в пределах (35÷70) см). Наличие сцепления определяется по изменению реактивности или нейтронного потока.

#### Допускается проверку сцепления ОР СУЗ со своими приводами проводить на уровне мощности до 40 % Nном.

#### 4.2.4.10 Произвести экспериментальное определение нейтронно-физических характеристик активной зоны в соответствии с программой экспериментального определения нейтронно-физических характеристик активной зоны при эксплуатации блока после первого выхода в критическое состояние после перегрузки (загрузки) топлива.

#### На минимально-возможной для проведения эксперимента мощности реактора произвести измерение эффективности аварийной защиты. Измерения нейтронно-физических характеристик выполняются после ППР с перегрузкой ядерного топлива.

4.2.4.11 Водно-химический режим 1-го и 2-го контуров соответствует требованиям норм водно-химического режима, приведенным в приложении F.

**4.2.5 Подъём мощности реактора выше минимального контролируемого уровня мощности**

4.2.5.1 В процессе подъёма мощности реактора проконтролировать переход всех каналов АКНП в рабочий диапазон.

#### 4.2.5.2 Подготовить к пуску ЭПН.

#### Включить ЭПН в соответствии с ИЭ.

#### 4.2.5.3 По мере увеличения мощности РУ и увеличения расхода питательной воды на ПГ ввести в автоматический режим работы основные регуляторы питательной воды, проконтролировать прикрытие до 50 % и включение стерегущего режима пусковых регуляторов питательной воды.

#### 4.2.5.4 Отключить работающие ВПЭН.

#### 4.2.5.5 При мощности реактора в пределах уровня СН энергоблока ((7÷12)% от Nном) должна быть поочередно проверена работоспособность всех каналов АРМ при различных режимах регулирования.

#### Проверка в режиме поддержания нейтронной мощности производится перемещением ОР СУЗ в индивидуальном режиме управления вниз на расстояние 35 см. После окончания проверки восстановить исходное положение ОР СУЗ. Проверка в режиме поддержания давления во 2-ом контуре производится изменением отбора пара.

#### 4.2.5.6 При достижении значения мощности реактора 7÷12 % от Nном должна быть произведена предварительная тарировка АКНП по результатам расчёта тепловой мощности, выполненного по значениям теплотехнических параметров.

#### 4.2.5.7 Подъём мощности реактора производить в ручном режиме со скоростью в соответствии с табл. 3.2.1.6.1 таким образом, чтобы при снижении содержания борной кислоты в воде 1-го контура ОР СУЗ рабочей группы всё время находились бы в положении, приведенном на рисунке Е.2 Приложения E).

#### 4.2.5.8 В процессе подъёма мощности реактора и при дальнейшей эксплуатации энергоблока должны выполняться следующие требования:

1) Обеспечивается контроль за плотностью разъёмов оборудования РУ по 1-му и 2-му контурам.

2) Осуществляется с помощью системы технологического радиационного контроля (АСТРК) непрерывный контроль герметичности оболочек твэлов по удельной суммарной гамма-активности, плотности потока нейтронов.

3) Осуществляется периодический контроль изотопного состава сред 1-го и 2-го контуров методами радиохимического анализа проб.

4) Обеспечивается контроль выбросов радиоактивных газов в венттрубу энергоблока, сбросов радиохимических нуклидов с жидкими отходами, контроль удельной активности воздуха в обслуживаемых и необслуживаемых помещениях реакторного отделения, величины которых не должны превышать регламентированных значений и норм.

#### 4.2.5.9 Давление в конденсаторе турбины должно быть не более 0,01 МПа. Введены в работу шесть БРУ-К. Сброс пара из паропроводов второго контура переведен на конденсатор турбины.

#### Перед пуском турбины тепловая мощность реактора может быть увеличена до 40 % Nном. Давление пара в ГПК поддерживать степенью открытия БРУ-К в автоматическом режиме.

#### 4.2.5.10 Включение турбогенератора в сеть разрешается, если:

1) питание ПГ осуществляется от ЭПН;

2) ЭЧСР в работе;

3) давление пара в ГПК равно номинальному значению;

4) суммарный расход свежего пара через БРУ-К в конденсаторы турбины обеспечивает взятие установочной нагрузки;

5) АРМ в режиме «Н».

#### 4.2.5.11 Проверить соответствие предпусковых параметров требованиям и записать их в оперативный журнал. Произвести пуск турбины и набор мощности согласно ИЭ по ТГ.

#### 4.2.5.12 Выполнить синхронизацию, включить ТГ в сеть и продолжить набор нагрузки.

#### 4.2.5.13 Во всех режимах работы системы продувки ПГ суммарный расход продувочной воды от всех четырех ПГ должен составлять не более 75 т/ч при РПГ=6,2 МПа.

Максимальный расход продувочной воды по линии продувки из "солевого" отсека каждого парогенератора должен составлять 18 т/ч.

Максимальный расход продувочной воды из объединенной линии продувки каждого ПГ должен составлять 20 т/ч.

**4.3 Пуск энергоблока после кратковременного останова**

#### 4.3.1 Пуск энергоблока после останова продолжительностью менее 3 суток допускается производить после:

1) Выяснения причины останова и устранения неисправностей или замены отказавшего оборудования, комплекта аппаратуры, элемента системы.

Во время кратковременного останова энергоблока из-за ошибочных действий персонала или срабатывания защит запрещается производить переключения в технологических и электрических схемах, которые могут привести к изменению существовавшего до останова энергоблока состоянию этих систем, кроме переключений, обусловленных технологической необходимостью.

2) Разогрева реакторной установки до номинальных параметров после останова с расхолаживанием.

Условия и порядок проведения работ по разогреву РУ изложены в разделе 4.2.2.

3) Выполнения требований по состоянию оборудования и систем, приведенных в п. 4.1.4.

Если во время останова энергоблока на его системах и оборудовании проводились ремонтные работы, то после окончания ремонтных работ должна быть проверена работоспособность этого оборудования и систем.

4) Выполнения минимального объёма проверок до выхода на МКУ мощности, приведенного в разделе 10.2.

5) Оформления разрешения на пуск энергоблока.

#### 4.3.2 Вывод РУ на МКУ мощности и последующий набор мощности до Nном после кратковременного останова производится в порядке, изложенном в п.п. 4.2.4.2÷4.2.5.12.

# РАБОТА ЭНЕРГОБЛОКА НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УРОВНЯХ МОЩНОСТИ

**5.1 Условия безопасной эксплуатации при работе энергоблока на энергетических уровнях мощности**

#### 5.1.1 В разделе 5.1 содержатся условия безопасной эксплуатации энергоблока при работе на энергетических уровнях мощности, при возникновении повреждений в системах, важных для безопасности. Указывается допустимое время вывода в ремонт повреждённого элемента, исходя из уровня резервирования и надёжности системы, в которую он входит, а также мероприятия и действия персонала по обеспечению безопасности в условиях проведения этого ремонта, с указанием допустимого уровня мощности.

#### 5.1.2 В процессе эксплуатации энергоблока работоспособность систем и оборудования должна подтверждаться периодическими, а при необходимости - и внеплановыми испытаниями и проверками (см. раздел 10.2). Характеристики оборудования и систем при нормальных условиях эксплуатации приведены в таблице 3.2.1.1 и в приложении В.

#### 5.1.3 При отказах отдельных видов оборудования с потенциальной угрозой возникновения предаварийных ситуаций необходимо снизить мощность реактора до регламентированного значения согласно таблице 5.1.3.1.

Таблица 5.1.3.1 -Ограничения при нахождении энергоблока в проектных состояниях при отказах и выводе систем и оборудования в ремонт

Состояния: 1- работа на мощности; 2 –реактор на МКУ мощности; 3 –«горячее»; 4 – «холодное»; 5 –останов для ремонта; 6 –перегрузка топлива

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Исходное состояние | Характер нарушения, неисправности, отказа | Действия оперативного персонала | Время выполнения | Конечное состояние | Примечание |
| 1 | YA – система теплоносителя реактора | | | | | |
| 1.1 | 1 | При появлении:   1. борного раствора на разделительном сильфоне и заливе шпилек ГРР  ИЛИ  1. течи через внутреннюю прокладку фланцевых соединений приводов СУЗ  ИЛИ  1. течи через наружную прокладку ГРР | Перевести энергоблок в состояние 2 | 1 час | 2 | С регламентной скоростью |

Продолжение таблицы 5.1.3.1

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Исходное состояние | Характер нарушения, неисправности, отказа | Действия оперативного персонала | Время выполнения | Конечное состояние | Примечание |
|  | 2 | При появлении:   1. борного раствора на разделительном сильфоне и заливе шпилек ГРР  ИЛИ  1. течи через внутреннюю прокладку фланцевых соединений приводов СУЗ  ИЛИ  1. течи через наружную прокладку ГРР | Перевести энергоблок в состояние 3 | 6 часов | 3 | С регламентной скоростью |

| Продолжение таблицы 5.1.3.1 | | | | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Исходное состояние | Характер нарушения, неисправности, отказа | Действия оперативного персонала | Время выполнения | Конечное состояние | Примечание | |
| 3 | При появлении:  1) борного раствора на разделительном сильфоне и заливе шпилек ГРР ИЛИ 2) течи через внутреннюю прокладку фланцевых соединений приводов СУЗ ИЛИ 3) течи через наружную прокладку ГРР | Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 1.2 | 1 | Течь через внутреннюю прокладку ГРР | Находиться в состоянии 1  И  Перевести энергоблок в состояние 2 | 24 часа  1 час | 1  2 | С регламентной скоростью | |
| 2 | Течь через внутреннюю прокладку ГРР | Перевести энергоблок в состояние 3 | 6 часов | 3 | С регламентной скоростью | |
| 3 | Течь через внутреннюю прокладку ГРР | Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 1.3 | 1 | Имеется течь 1-го контура с расходом более 0,1 т/ч, но менее 2,0 т/ч, определенная с помощью СКТ СКУД, системы радиационного контроля и систем технологического контроля АСУ ТП энергоблока | Перевести энергоблок в состояние 2 | 1 час | 2 | Перевести энергоблок в состояние 2 | |
| 2 | Имеется течь 1-го контура с расходом более 0,1 т/ч, но менее 2,0 т/ч, определенная с помощью СКТ СКУД, системы радиационного контроля и систем технологического контроля АСУ ТП энергоблока | Перевести энергоблок в состояние 3 | 6 часов | 3 | Перевести энергоблок в состояние 3 | |
| 3 | Имеется течь 1-го контура с расходом более 0,1 т/ч, но менее 2,0 т/ч, определенная с помощью СКТ СКУД, системы радиационного контроля и систем технологического контроля АСУ ТП энергоблока | Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 | Перевести энергоблок в состояние 4 | |
| 1.4 | 1 | Достижение эксплуатационного предела по сумме I131-I135, равного 3,7×107 Бк/кг (1×10-3 Ки/кг) | Последовательность действий:  - снизить мощность РУ на значение (2-15)% Nном;  - уменьшить скорости подъема и снижения мощности реактора, а именно:  1) плановую разгрузку до 80%Nном производить со скоростью не более 1%Nном/мин; | Время работы РУ после нарушения эксплуатационного предела определяется в |  | В случае невозможности снижения активности реперных радионуклидов йода в теплоносителе первого | |
|  |  |  | 2) набор мощности производить со скоростью не более:  а) до 50% Nном - 1%Nном/мин;  b) от 50% Nном до 80% Nном- 5%Nном/час;  c) от 80% Nном до 100% Nном- 1%Nном/час;  - положение регулирующей группы ОР СУЗ поддерживать на постоянной высоте. Поддержание тепловой мощности обеспечивать за счет изменения концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура путем проведения периодического водообмена. | зависимости от радиационной обстановки |  | контура ниже эксплуатационного предела, РУ должна быть остановлена и проведен КГО твэлов всех ТВС топливной загрузки. | |
| 1.5 | 1 | Появление течи через выводы СВРД | Перевести энергоблок в состояние 2 | 1 час | 2 | С регламентной скоростью | |
| 2 | Появление течи через выводы СВРД | Перевести энергоблок в состояние 3 | 6 часов | 3 | С регламентной скоростью | |
| 3 | Появление течи через выводы СВРД | Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 1.6 | 1 | Появление течей или парений на верхнем блоке | Перевести энергоблок в состояние 2 | 1 час | 2 | С регламентной скоростью | |
| 2 | Появление течей или парений на верхнем блоке | Перевести энергоблок в состояние 3 | 6 часов | 3 | С регламентной скоростью | |
| 3 | Появление течей или парений на верхнем блоке | Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 1.7 | 1 | Появление течи в трубопроводах, на которые распространяется ТПР:  - ГЦТ;  - соединительный трубопровод;  - трубопроводы САОЗ.  Регистрируется система СКТВ и/или САКТ, АСРК (мигание «желтым цветом» индикатора состояния оборудования и трубопроводов на основном видеокадре монитора СВБУ) | 1. Проверить информацию о наличии течи, предоставляемую на дополнительных видеокадрах монитора СВБУ.  2. При подтверждении течи перевести энергоблок в состояние 4. | 1 ч | 4 | С регламентной скоростью | |
| 1.8 | 1 | Полный отказ одной из систем САКТ или СКТВ (отказ всех датчиков системы, обеспечивающих обнаружение течи на одном из 17-ти контролируемых трубопроводов, или отказ ПТК системы) | 1. Принять действия для восстановления функционирования системы.  2. При невозможности устранения отказа в указанное время перевести энергоблок в состояние 4. | 30 суток | 4 | С регламентной скоростью | |
| 1.9 | 1 | Отказ второй системы САКТ или СКТВ (отказ всех датчиков системы, обеспечивающих обнаружение течи на одном из 17-ти контролируемых трубопроводов, или отказ ПТК системы) в течение 30 суток после отказа одной из систем. | 1. Принять действия для восстановления функционирования системы.  2. При невозможности устранения отказа в указанное время перевести энергоблок в состояние 4. | 1 ч | 4 | С регламентной скоростью | |
| 2 | АКНП | | | | | | |
| 2.1 | 1 | Отказ одного канала АКНП в рабочем диапазоне | Работа на стабилизированном уровне мощности. По истечении времени перевод в состояние 3 | 8 часов | 3 | С регламентной скоростью | |
| 2.2 | 1 | Отказ двух и более каналов одного комплекта АКНП в рабочем диапазоне | Аварийный останов кнопкой АЗ | Немедленно | 3 |  | |
| 2.3 | 2 | Отказ одного канала АКНП в пусковом диапазоне или диапазоне источника | Стабилизация мощности на уровне не более 10-2 % Nном. По истечении времени перевод в состояние 3 | 8 часов | 3 | Перевод в состояние 3 осуществляется вводом бора до стояночной концентрации | |
| 2.4 | 2 | Отказ двух и более каналов одного комплекта АКНП | Аварийный останов кнопкой АЗ | Немедленно | 3 |  | |
| Отказ канала диапазона источника АКНП включает в себя недостоверность измерения при положении камеры диапазона источника вне зоны максимальной чувствительности (при мощности реактора менее 10-6 Nном). | | | | | | | |
| 2.5 | 6 | Отказ одного и более каналов СКП | Прекращение перегрузки | Немедленно | 6 |  | |
| 3 | АРМ | | | | | | |
| 3.1 | 1 | Неработоспособность одного из двух комплектов АРМ | Перейти на второй комплект.Если дефект не устранен. Разгрузка до уровня мощности 0,9Nдоп | Немедленно  8 часов | 1 |  | |
| 3.2 | 1 | Неработоспособность обоих комплектов АРМ | Разгрузка до уровня мощности 0,9Nдоп | Немедленно | 1 | С регламентной скоростью (Nдоп – уставка РОМ) | |
| 4 | АЗ – аварийная защита реактора | | | | | | |
| 4.1 | 1 | Наличие неисправности в любом канале АЗ | Работа на стабилизированном уровне мощности. (Допускается снижение мощности реактора).  По истечении времени перевод в состояние 3 | 8 часов | 3 | С регламентной скоростью | |
| 4.2 | 1 | Наличие неисправности в двух разных каналах АЗ | Аварийный останов кнопкой АЗ | Немедленно | 3 |  | |
| 4.3 | 1 | Наличие неисправности более чем в двух разных каналах АЗ | Аварийный останов кнопкой АЗ | Немедленно | 3 |  | |
| 4.4 | 1 | Отказ двух и более каналов АЗ | Аварийный останов кнопкой АЗ | Немедленно | 3 |  | |
| 4.5 | 1 | Отказ двух комплектов сигнализации на АЗ БПУ | Работа на стабилизированном уровне мощности. После истечения времени перевод в состояние 3 | 24 часа | 3 | С регламентной скоростью | |
| 4.6 | 1 | Отказ одного комплекта исполнительной части АЗ | Работа на стабилизированном уровне мощности. После истечения времени перевод в состояние 3 | 8 часов | 3 | С регламентной скоростью | |
| 4.7 | 1 | Отказ двух комплектов исполнительной части АЗ | Аварийный останов кнопкой АЗ | Немедленно | 3 |  | |
| 4.8 | 2 | Наличие неисправности в любом одном канале АЗ | Работа на стабилизированном уровне мощности. (Допускается снижение мощности реактора).  По истечении времени перевод в состояние 3 | 8 часов | 3 | С регламентной скоростью | |
| 4.9 | 2 | Наличие неисправности в двух разных каналах АЗ одного комплекта | Аварийный останов реактора кнопкой ручного аварийного останова реактора | Немедленно | 3 |  | |
| 4.10 | 2 | Наличие неисправности в двух разных каналах АЗ разных комплектов | Аварийный останов кнопкой АЗ | Немедленно | 3 |  | |
| 4.11 | 2 | Отказ одного канала АЗ | Отключить неисправный шкаф (АЗТП АЗ, АЛОС АЗ, ПТК-З, СИАЗ).  Устранение неисправности | 8 часов | 3 | При невыполнении за заданное время перевод в режим 3 с рабочей скоростью | |
| 4.12 | 2 | Отказ двух и более каналов АЗ | Аварийный останов кнопкой АЗ | Немедленно | 3 |  | |
| 4.13 | 2 | Отказ двух комплектов сигнализации на БПУ | Стабилизация мощности реактора на уровне не более 10-2 % Nном.  Устранение неисправности | 24 часа | 2 | По истечении времени ввод бора стояночной конценрации до устранения дефекта | |
| 4.14 | 2 | Отказ одного комплекта исполнительной части АЗ | Вывести реактор на уровень мощности не более 10-2 % Nном.  Устранение неисправности | 8 часов | 2 | По истечении времени плановый останов в состояние 3 до устранения дефекта | |
| 4.15 | 2 | Отказ двух комплектов исполнительной части АЗ | Аварийный останов кнопкой АЗ.  В случае отказа кнопки АЗ, перевести реактор в горячее состояние нажатием кнопки ПЗ – 1. | До устранения дефекта | 3 |  | |
| 5 | ПЗ – предупредительная защита реактора | | | | | | |
| 5.1 | 1 | Неисправность одного канала ПЗ | Работа на стабилизированном уровне мощности (допускается снижение мощности реактора). После истечения времени снижение до 40% Nном | 168 часов | 1 | По истечении времени разгрузка ключом ПЗ1 до уровня мощности 40% Nном | |
| 5.2 | 1 | Неисправность двух и более каналов ПЗ | Разгрузка до уровня мощности  40 % Nном. После истечения времени перевести в состояние 3 | 24 часа | 3 | С регламентной скоростью | |
| 5.3 | 1 | Отказ одного комплекта исполнительной части ПЗ | Работа на стабилизированном уровне мощности (допускается снижение мощности). После истечения времени перевод в состояние 3 | 8 часов | 3 | С регламентной скоростью | |
| 5.4 | 1 | Отказ двух комплектов исполнительной части ПЗ | Разгрузка ключом ПЗ1 до уровня мощности 40% Nном. После истечения времени перевод в состояние 3 | 8 часов | 3 | С регламентной скоростью | |
| 5.5 | 2 | Неисправность одного канала ПЗ | Стабилизация мощности реактора на уровне  не более 10-2% Nном.  После истечения времени перевод в состояние 3 | 168 часов | 3 | Перевод в состояние 3 осуществляется вводом бора до стояночной концен-трации | |
| 5.6 | 2 | Неисправность двух каналов ПЗ | Стабилизация мощности реактора на уровне не более 10-2% Nном.  После истечения времени перевод в состояние 3  (если отказ произошел в процессе пусковых операций, то перевести установку в состояние 3 немедленно) | 24 часа | 3 | Перевод в состояние 3 осуществляется вводом бора до стояночной концен-трации | |
| 5.7 | 2 | Неисправность более двух каналов ПЗ | Стабилизация мощности реактора на уровне не более 10-2% Nном | 24 часа | 3 | С регламентной скоростью | |
| 5.8 | РОМ – разгрузка и ограничение мощности | | | | | | |
| 5.8.1 | 1 | Один канал РОМ в одном комплекте и/или один канал РОМ в другом комплекте находится не в работоспособном состоянии | Восстановить работоспособное состояние канала | До устранения дефекта | 1 |  | |
|  | 1 | Отказ одного комплекта РОМ | Восстановить работоспособное состояние комплекта.  После истечения времени снизить до 40% Nном до восстановления работоспособности | 72 ч | 1  Не более 40% Nном | С регламентной скоростью | |
|  | 1 | Отказ двух комплектов РОМ | Восстановить работоспособное состояние комплекта.  После истечения времени снизить до 40% Nном до восстановления работоспособности | 8 ч | 1  Не более 40% Nном | По истечении времени разгрузка ключом ПЗ1 до уровня мощности 40% Nном | |
| 6 | УПЗ – ускоренная предупредительная защита | | | | | | |
| 6.1 | 1 | Отказ исполнительной части УПЗ | Снижение мощности реактора  до 70% Nном | Немедленно | 1 | С регламентной скоростью | |
| 7 | Система группового и индивидуального управления приводами СУЗ реактора | | | | | | |
| 7.1 | 1 | Рассогласование ОР СУЗ рабочей группы более 60 мм | Восстановить положение ОР в допустимых пределах ИЛИ Разгрузить реактор до мощности 90%Nном | 8 часов  До устранения неисправности | 1 | С регламентной скоростью | |
| 7.2 | 1 | Нарушение проектной последовательности движения групп ОР СУЗ:  1) движение вверх отдельных ОР СУЗ не со своей группой;  2) отсутствие автоматической передачи движения между группами ОР СУЗ;  3) движение двух групп одновременно при нахождении их выше 50% от низа активной зоны. | Перевести энергоблок в состояние 3 | Немедленно | 3 | аварийный останов кнопкой АЗ | |
|  | 2 | Нарушение проектной последовательности движения групп ОР СУЗ:  1) движение вверх отдельных ОР СУЗ не со своей группой;  2) отсутствие автоматической передачи движения между группами ОР СУЗ;  3) движение двух групп одновременно при нахождении их выше 50% от низа активной зоны. | Перевести энергоблок в состояние 3 | Немедленно | 3 | аварийный останов кнопкой АЗ | |
| 7.3 | 1 | Самопроизвольное безостановочное движение вверх любого ОР СУЗ или группы | Перевести энергоблок в состояние 3 | Немедленно | 3 | аварийный останов кнопкой АЗ | |
| 7.4 | 1 | Падение одного ОР СУЗ до НКВ | Разгрузить реактор до мощности 90%Nном | Немедленно | 1 | С регламентной скоростью | |
| 7.5 | 1 | Падение двух и более ОР СУЗ до НКВ | Перевести блок в состояние 3 И Устранить неисправность ИЛИ Перевести энергоблок в состояние 4 | Немедленно  8 часов | 3 и 4 | Аварийный останов кнопкой АЗ | |
| 2 | Падение двух и более ОР СУЗ до НКВ | Перевести энергоблок в состояние 3 И Устранить неисправность ИЛИ Перевести энергоблок в состояние 4 | Немедленно  8 часов | 4 | Аварийный останов кнопкой АЗ | |
| 7.6 | 1 | Отсутствует контроль за положением одного ОР СУЗ рабочей группы (нет индикации положения ОР на БПУ) | Отключить АРМ И Разгрузить реактор до мощности 90%Nном И Устранить неисправность ИЛИ Перевести энергоблок в состояние 3 И Устранить неисправность ИЛИ Перевести энергоблок в состояние 4 | Немедленно  8 часов  8 часов  До устранения неисправности | 3 и 4 | С регламентной скоростью | |
| 2 | Отсутствует контроль за положением одного ОР СУЗ (нет индикации положения ОР на БПУ) | Устранить неисправность ИЛИ Перевести энергоблок в состояние 3 И Устранить неисправность ИЛИ Перевести энергоблок в состояние 4 | 8 часов  8 часов  До устранения неисправности | 3 и 4 | С регламентной скоростью | |
| 7.7 | 1 | Отсутствует контроль за положением двух ОР СУЗ рабочей группы (нет индикации положения ОР на БПУ) | Отключить АРМ И Разгрузить реактор до мощности 0,9Nном И Устранить неисправность ИЛИ Перевести энергоблок в состояние 3 И Устранить неисправность ИЛИ Перевести энергоблок в состояние 4 | Немедленно  8 часов  8 часов  До устранения неисправности | 3 и 4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 2 | Отсутствует контроль за положением двух ОР СУЗ (нет индикации положения ОР на БПУ) | Устранить неисправность ИЛИ Перевести энергоблок в состояние 3 И Устранить неисправность ИЛИ Перевести энергоблок в состояние 4 | 8 часов  8 часов  До устранения неисправности | 3 и 4 | С регламентной скоростью | |
| 7.8 | 1 | Отсутствует контроль за положением более двух ОР СУЗ (нет индикации положения ОР на БПУ) | Перевести энергоблок в состояние 3 И Устранить неисправность ИЛИ Перевести энергоблок в состояние 4 | Немедленно  8 часов  До устранения неисправности | 3 и 4 | С регламентной скоростью | |
| 2 | Отсутствует контроль за положением более двух ОР СУЗ (нет индикации положения ОР на БПУ) | Перевести энергоблок в состояние 3 И Устранить неисправность ИЛИ Перевести энергоблок в состояние 4 | Немедленно  8 часов  До устранения неисправности | 3  4 | С регламентной скоростью | |
| 7.9 | 1 | Не управляется от КУ один ОР СУЗ | Устранить неисправность ИЛИ Разгрузить реактор до мощности 90%Nном | 3 часа  До устранения неисправности | 1 | С регламентной скоростью | |
| 7.10 | 1 | Не управляется от КУ два и более ОР СУЗ | Перевести энергоблок в состояние 3 И Устранить неисправность ИЛИ Перевести энергоблок в состояние 4 | Немедленно  8 часов  До устранения неисправности | 3 и 4 | С регламентной скоростью | |
| 2 | Не управляется от КУ два и более ОР СУЗ | Перевести энергоблок в состояние 3 И Устранить неисправность ИЛИ Перевести энергоблок в состояние 4 | Немедленно  8 часов  До устранения неисправности | 3 и 4 | С регламентной скоростью | |
| 7.11 | 1 | Застревание одного ОР СУЗ на высоте более 100 см от низа а.з. | Перевести энергоблок в состояние 3 И Устранить неисправность ИЛИ Перевести энергоблок в состояние 4 | Немедленно  8 часов  До устранения неисправности | 3  4 | С регламентной скоростью | |
| 7.12 | 1 | Застревание одного ОР СУЗ на высоте менее 100 см от низа а.з. | Отключить АРМ И Разгрузить реактор до мощности 90%Nном | Немедленно  До устранения неисправности | 1 | С регламентной скоростью | |
| 7.13 | 1 | Застревание одного ОР СУЗ на высоте менее 100 см и потеряна индикация положения другого ОР СУЗ | Перевести энергоблок в состояние 3 И Устранить неисправность ИЛИ Перевести энергоблок в состояние 4 | Немедленно  8 часов  До устранения неисправности | 3 и 4 | С регламентной скоростью | |
|  | 2 | Застревание одного ОР СУЗ на высоте менее 100 см и потеряна индикация положения другого ОР СУЗ | Перевести энергоблок в состояние 3 И Устранить неисправность ИЛИ Перевести энергоблок в состояние 4 | Немедленно  8 часов  До устранения неисправности | 3 и 4 | С регламентной скоростью | |
| 7.14 | 1 | Застревание двух и более ОР СУЗ на высоте менее 100 см от низа а.з. | Перевести энергоблок в состояние 3 И Устранить неисправность ИЛИ Перевести энергоблок в состояние 4 | Немедленно  8 часов  До устранения неисправности | 3 и 4 | С регламентной скоростью | |
| 2 | Застревание двух и более ОР СУЗ на высоте менее 100 см от низа а.з. | Перевести энергоблок в состояние 3 И Устранить неисправность ИЛИ Перевести энергоблок в состояние 4 | Незамедлительно  8 часов  До устранения неисправности | 3 и 4 | С регламентной скоростью | |
| 7.15 | 1 | Падение одного ОР СУЗ из группы, используемой для УПЗ, и застревание на высоте менее 100 см от низа а.з. | Устранить неисправность ИЛИ Перевести энергоблок в состояние 3 И Устранить неисправность ИЛИ Перевести энергоблок в состояние 4 | 8 часов  8 часов  До устранения неисправности | 4 | С регламентной скоростью | |
| 2 | Падение одного ОР СУЗ из группы, используемой для УПЗ, и застревание на высоте менее 100 см от низа а.з. | Устранить неисправность ИЛИ Перевести энергоблок в состояние 3 И Устранить неисправность ИЛИ Перевести энергоблок в состояние 4 | 8 часов  8 часов  До устранения неисправности | 3 и 4 | С регламентной скоростью | |
| 7.16 | 1 | Застревание одного ОР СУЗ из группы, используемой для УПЗ, на высоте менее 100 см от низа а.з. (при срабатывании УПЗ) | Разгрузить реактор до мощности 40%Nном И Устранить неисправность ИЛИ Перевести энергоблок в состояние 3 И Устранить неисправность ИЛИ Перевести энергоблок в состояние 4 | Немедленно  8 часов  8 часов  До устранения неисправности | 3 и 4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 7.17 | 1,2 | Любая из групп аварийной защиты (№ 1÷7), кроме группы УПЗ находится в активной зоне | Перевести блок в состояние 3 | 15 мин | 3 | Перевод в состояние 3 осуществляется вводом бора до стояночной концен-трации | |
| 7.18 | 1 | При поступлении сигнала УПЗ происходит падение ОР СУЗ группы УПЗ | Извлечь ОР СУЗ группы УПЗ на ВКВ  Поднимать ОР СУЗ группы УПЗ на ВКВ можна только в том случае, если установлена и устранена причина по которой сигнал УПЗ был сформирован. ИЛИ Перевести блок в состояние 3 | не более 3 ч.  Немедленно | 1  3 | Перевод осуществляется вводом бора | |
| 8 | Система компенсации давления – YP | | | | | | |
| 8.1 | 1 ИЛИ 2 ИЛИ 3 | Неисправность одного импульсного клапана любого ИПУ КД | Находиться в исходном состоянии И Устранить дефект | После первого выхода в состояние 4 | 4 |  | |
| 8.2 | 1 | Неисправность главного клапана одного ИПУ КД  ИЛИ  Неисправность двух импульсных клапанов одного ИПУ КД | Разгрузить реактор до мощности 50%Nном  И  Находиться в состоянии 1 до устранения неисправности  И  Перевести энергоблок в состояние 2  И  Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 1 час  24 часа  1 час  6 часов  24 часа | 1  1  2  3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 2 | Неисправность главного клапана одного ИПУ КД  ИЛИ  Неисправность двух импульсных клапанов одного ИПУ КД | Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 6 часов  24 часа | 3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 3 | Неисправность главного клапана одного ИПУ КД  ИЛИ  Неисправность двух импульсных клапанов одного ИПУ КД | Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 8.3 | 1 | Неисправность двух и более ИПУ КД | Перевести энергоблок в состояние 2  И  Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 1 час  6 часов  24 часа | 2  3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 2 | Неисправность двух и более ИПУ КД | Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 6 часов  24 часа | 3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 3 | Неисправность двух и более ИПУ КД | Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 8.4 | 1 | Неисправность обеих линий впрыска в КД YP11,12 | Перевести энергоблок в состояние 2  И  Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 1 час  6 часов  24 часа | 2  3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 2 | Неисправность обеих линий впрыска в КД YP11,12 | Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 6 часов  24 часа | 3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 3 | Неисправность обеих линий впрыска в КД YP11,12 | Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 8.5 | 1 | Неисправность линии YP13 с регулирующим клапаном впрыска  И/ИЛИ  Неисправность одной линии YP11(12) впрыска в КД | Снизить мощность реактора до 40 % Nном до устранения неисправности  И  Перевести энергоблок в состояние 2  И  Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 1 час  1 час  6 часов  24 часа | 1  2  3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 2 | Неисправность линии YP13 с регулирующим клапаном впрыска  И/ИЛИ  Неисправность одной линии YP11(12) впрыска в КД | Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 6 часов  24 часа | 3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
|  | 3 | Неисправность линии YP13 с регулирующим клапаном впрыска  И/ИЛИ  Неисправность одной линии YP11(12) впрыска в КД | Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 8.6 | 1 ИЛИ 2 ИЛИ 3 | Нарушение герметичности внутренней прокладки люка-лаза КД | Находиться в исходном состоянии | До первого выхода в ППР | Текущее |  | |
| 8.7 | 1 | Течь через обе прокладки люка-лаза КД и ТЭН КД | Перевести энергоблок в состояние 2  И  Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 1 час  6 часов  24 часа | 2  3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 2 | Течь через обе прокладки люка-лаза КД и ТЭН КД | Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 6 часов  24 часа | 3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
|  | 3 | Течь через обе прокладки люка-лаза КД и ТЭН КД | Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа |  | С регламентной скоростью | |
| 9 | YB10,20,30,40W001 - парогенераторы | | | | | | |
| 9.1 | 1 | Нарушение герметичности одной (первой или второй) прокладки фланцевого соединения коллектора ПГ по 1-му контуру | Находиться в состоянии 1  И  Перевести энергоблок в состояние 2  И  Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 72 часа  1 час  6 часов  24 часа | 1  2  3  4 | Открыть дренаж с контрольной линии  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 2 | Нарушение герметичности одной (первой или второй) прокладки фланцевого соединения коллектора ПГ по 1-му контуру | Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 6 часов  24 часа | 3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 3 | Нарушение герметичности одной (первой или второй) прокладки фланцевого соединения коллектора ПГ по 1-му контуру | Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 9.2 | 1 | Течь через обе прокладки коллектора ПГ по 1-му контуру | Перевести энергоблок в состояние 2  И  Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 1 час  6 часов  24 часа | 2  3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 2 | Течь через обе прокладки коллектора ПГ по 1-му контуру | Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 6 часов  24 часа | 3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 3 | Течь через обе прокладки коллектора ПГ по 1-му контуру | Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 9.3 | 1 ИЛИ 2 ИЛИ 3 | Нарушение герметичности внутренней прокладки коллектора ПГ по 2-му контуру | Находиться в исходном состоянии | До первого выхода в ППР | Текущее | Закрыть дренаж с контрольной линии | |
| 9.4 | 1 | Течь через обе прокладки коллектора ПГ по 2-му контуру | Находиться в состоянии 1  И  Перевести энергоблок в состояние 2  И  Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 72 часа  1 час  6 часов  24 часа | 1  2  3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 2 | Течь через обе прокладки коллектора ПГ по 2-му контуру | Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 6 часов  24 часа | 3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 3 | Течь через обе прокладки коллектора ПГ по 2-му контуру | Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 9.5 | 1 ИЛИ 2 ИЛИ 3 | Нарушение герметичности внутренней прокладки люка-лаза ПГ | Находиться в исходном состоянии | До первого выхода в ППР | Текущее |  | |
| 9.6 | 1 | Течь через обе прокладки люка-лаза ПГ | Находиться в состоянии 1  И  Перевести энергоблок в состояние 2  И  Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 72 часа  1 час  6 часов  24 часа | 1  2  3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 2 | Течь через обе прокладки люка-лаза ПГ | Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 6 часов  24 часа | 3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 3 | Течь через обе прокладки люка-лаза ПГ | Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 9.7 | 1 | Протечка теплоносителя 1-го контура во  2-й контур по отдельным ПГ более 4 кг/ч  ИЛИ  Допустимое значение удельной активности радионуклида йода-131 в продувочной воде каждого ПГ более 370 Бк/кг (1×10-8 Ки/кг)  ИЛИ  Скачкообразное изменение вышеперечисленных величин по сравнению с предыдущим измерением | Находиться в состоянии 1  И  При подтверждении нарушений перевести энергоблок в состояние 2  И  Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 2-3 часа  1 час  6 часов  24 часа | 1  2  3  4 | Произвести не менее 2 повторных измерений указанных величин  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 2 | Протечка теплоносителя 1-го контура во 2-й контур по отдельным ПГ более 4 кг/ч  ИЛИ  Допустимое значение удельной активности радионуклида йода-131 в продувочной воде каждого ПГ более 370 Бк/кг (1×10-8 Ки/кг)  ИЛИ  Скачкообразное изменение вышеперечисленных величин по сравнению с предыдущим измерением | Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 6 часов  24 часа | 3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
|  | 3 | Протечка теплоносителя 1-го контура во 2-й контур по отдельным ПГ более 4 кг/ч  ИЛИ  Допустимое значение удельной активности радионуклида йода-131 в продувочной воде каждого ПГ более 370 Бк/кг (2×10-8 Ки/кг)  ИЛИ  Скачкообразное изменение вышеперечисленных величин по сравнению с предыдущим измерением | Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 1 ИЛИ 2 ИЛИ 3 | Протечка теплоносителя 1-го контура во  2-й более 5 кг/ч  ИЛИ  Скачкообразное изменение протечек | Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | Немедленно  24 часа | 3  4 | Аварийный останов ключом АЗ  С регламентной скоростью | |
| 10 | RA – система главных паропроводов ПГ | | | | | | |
| 10.1 | 1 | Неработоспособность одного ПК ПГ на петле с работающим ГЦНА | Разгрузить реактор до мощности 67 % Nном | 1 час | 1  До устранения дефекта | С регламентной скоростью | |
| 10.2 | 1 | Неработоспособность обоих ПК ПГ любого ПГ | Перевести энергоблок в состояние 2  И  Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 1 час  6 часов  24 часа | 2  3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 2 | Неработоспособность обоих ПК ПГ любого ПГ | Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 6 часов  24 часа | 3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 3 | Неработоспособность обоих ПК ПГ любого ПГ | Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 10.3 | 1 | Неработоспособность одного БРУ-А (по механической части или нерезервируемых управляющих устройств) | Находиться в состоянии 1  И  Перевести энергоблок в состояние 2  И  Перевести энергоблок в состояние 3 | 72 часа  1 час  6 часов | 1  2  3 | Допускается не проводить проверку 3-х других БРУ-А  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 2 | Неработоспособность одного БРУ-А (по механической части или нерезервируемых управляющих устройств ) | Перевести энергоблок в состояние 3 | 6 часов | 3 | С регламентной скоростью | |
| 10.4 | 1 | Неработоспособность 2-х любых БРУ-А | Перевести энергоблок в состояние 2  И  Перевести энергоблок в состояние 3 | 1 час  6 часов | 2  3 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 2 | Неработоспособность 2-х любых БРУ-А | Перевести энергоблок в состояние 3 | 6 часов | 3 | С регламентной скоростью | |
| 10.5 | 1 | Неработоспособность одного ПК ПГ и БРУ-А на одном ПГ | Перевести энергоблок в состояние 2  И  Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 1 час  6 часов  24 часа | 2  3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 2 | Неработоспособность одного ПК ПГ и БРУ-А на одном ПГ | Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 6 часов  24 часа | 3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 3 | Неработоспособность одного ПК ПГ и БРУ-А на одном ПГ | Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 10.6 | 1 | Неработоспособность одного БЗОК | Находиться в состоянии 1, после снижения нагрузки закрыть арматуру RA10(20,30,40)S008 отказавшего БЗОК | До устранения неисправности | 1 | Отключить ГЦНА петли с неисправным БЗОК. БЗОК закрыть и исключить возможность его открытия | |
| 10.7 | 1 | Неработоспособность двух и более БЗОК | Перевести энергоблок в состояние 2, закрыть арматуру RA10(20,30,40)S008 отказавших БЗОК  И  Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 1 час  6 часов  24 часа | 2  3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 2 | Неработоспособность двух и более БЗОК | Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 6 часов  24 часа | 3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 3 | Неработоспособность двух и более БЗОК | Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 10.8 | 1 | Неработоспособность одного БЗОК и невозможность его закрыть | Перевести энергоблок в состояние 2, закрыть арматуру RA10(20,30,40)S008 отказавшего БЗОК  И  Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 1 час  6 часов  36 часов | 2  3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 2 | Неработоспособность одного БЗОК и невозможность его закрыть | Закрыть арматуру RA10(20,30,40)S008 отказавшего БЗОК. Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 6 часов  36 часов | 3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 3 | Неработоспособность одного БЗОК и невозможность его закрыть | Закрыть арматуру RA10(20,30,40)S008 отказавшего БЗОК. Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 11 | RZ – система продувки ПГ | | | | | | |
| 11.1 | 1 | Прекращение продувки хотя бы одного ПГ из-за неисправности системы продувки | Находиться в состоянии 1  И  Перевести энергоблок в состояние 2  И  Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 8 часов  1 час  6 часов  24 часа | 1  2  3  4 | Устранить неисправ-ность  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 2 | Прекращение продувки хотя бы одного ПГ из-за неисправности системы продувки | Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 6 часов  24 | 3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 3 | Прекращение продувки хотя бы одного ПГ из-за неисправности системы продувки | Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 | 4 | С регламентной скоростью | |
| 11.2 | 1 | Отклонение одного или нескольких нормируемых значений качества продувочной воды ПГ | В соответствии с приложением F |  |  |  | |
| 12 | Нарушение ВХР первого и второго контура и нарушения в системах обеспечения и поддержания ВХР первого и второго контура | | | | | | |
| 12.1 | 1 | Отклонение одного или нескольких нормируемых показателей качества сред первого и второго контуров от норм ВХР, а также нарушения в системах обеспечения и поддержания ВХР, приводящие к этим отклонениям | В соответствии с приложением F |  |  |  | |
| 13 | YD10,20,30,40D001 – главный циркуляционный насосный агрегат | | | | | | |
| 13.1 | 1 | Неисправность одного ГЦНА из 4-х работающих, требующая его останова согласно ИЭ ГЦНА | Разгрузить реактор до 67 % Nном, отключить неисправный ГЦНА | Немедленно | 1 | С регламентной скоростью | |
| 13.2 | 1 | Неисправность одного ГЦНА из 3-х работающих, требующая его останова согласно ИЭ ГЦНА | Разгрузить реактор до разрешенного уровня мощности согласно п. 1 табл. 3.2.1.1.1, отключить неисправный ГЦНА | Немедленно | 1 | С регламентной скоростью | |
| 13.3 | 1 | Неисправность одного ГЦНА из 2-х работающих, требующая его останова согласно ИЭ ГЦНА | Перевести энергоблок в состояние 3 | Немедленно | 3 | Аварийный останов ключом АЗ | |
| 13.4 | 1 | Прекращение подачи воды промконтура на ГЦНА | Контролировать разгрузку реактора до 67 % Nном по факту отключения ГЦНА | 3 мин | 1 | С регламентной скоростью | |
| 2 ИЛИ 3 ИЛИ 4 | Прекращение подачи воды промконтура на ГЦНА | Проконтролировать откл. ГЦНА. Допускается работа на мощности с неполным количеством петель. |  | 2 (3,4) |  | |
| 1 | Прекращение подачи воды промконтура на все ГЦНА | Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | Немедленно  24 часа | 3  4 | Аварийный останов ключом АЗ  С регламентной скоростью | |
| 13.5 | 1 | Появление графита в пробе воды из автономного контура ГЦНА | Разгрузить реактор до 67 % Nном, отключить ГЦНА | До устранения дефекта | 1 | С регламентной скоростью | |
| 2 ИЛИ 3 ИЛИ 4 | Появление графита в пробе воды из автономного контура ГЦНА | Отключить ГЦНА. Перевести блок в режим 5 для ремонта |  | 2 (3,4) |  | |
| 13.6 | 1 | Течь масла из маслосистемы ГЦНА | Разгрузить реактор до 67 % Nном, отключить ГЦНА | До устранения дефекта | 1 | С регламентной скоростью | |
| 13.7 | 2 ИЛИ 3 ИЛИ 4 | Течь масла из маслосистемы ГЦНА | Отключить ГЦНА. Перевести блок в режим 5 для ремонта | До устранения дефекта | 2 (3,4) |  | |
| 13.8 | 1 | Повышение температуры воды автономного контура более 150 оС | Разгрузить реактор до 67 % Nном, отключить ГЦНА | До устранения дефекта | 1 | Произвести ревизию ГЦНА | |
| 2 ИЛИ 3 ИЛИ 4 | Повышение температуры воды автономного контура более 150 оС | Отключить ГЦНА Перевести блок в режим 5 для ремонта |  | 2 (3,4) | Произвести ревизию ГЦНА | |
| 14 | Система аварийного охлаждения активной зоны YT (пассивная часть – ГЕ САОЗ 1-ой ступени) | | | | | | |
| 14.1 | 1 | Нарушение герметичности внутренней прокладки люка-лаза ГЕ САОЗ | Находиться в состоянии 1  И  Перевести энергоблок в состояние 2  И  Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 0,5 часа  1 час  6 часов  24 часа | 1  2  3  4 | Уточнить ситуацию  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 14.2 | 1 | Течь из ГЕ САОЗ, делающая невозможным поддержание нормального уровня, давления или снижение концентрации борной кислоты в ГЕ САОЗ  ИЛИ  Течь обеих прокладок люка-лаза ГЕ САОЗ  ИЛИ  Неработоспособность обоих ПК ГЕ САОЗ  ИЛИ  Неработоспособность хотя бы одной из БЗЗ или блокировок, действующих на их закрытие | Находиться в состоянии 1  И  Перевести энергоблок в состояние 2  И  Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 0,5 часа  1 час  6 часов  24 часа | 1  2  3  4 | Уточнить ситуацию  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
|  | 2 | Течь из ГЕ САОЗ, делающая невозможным поддержание нормального уровня, давления или снижение концентрации борной кислоты в ГЕ САОЗ  ИЛИ  Течь обеих прокладок люка-лаза ГЕ САОЗ  ИЛИ  Неработоспособность обоих ПК ГЕ САОЗ  ИЛИ  Неработоспособность хотя бы одной из БЗЗ или блокировок, действующих на их закрытие | Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 6 часов  24 часа | 3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
|  | 3 | Течь из ГЕ САОЗ, делающая невозможным поддержание нормального уровня, давления или снижение концентрации борной кислоты в ГЕ САОЗ  ИЛИ  Течь обеих прокладок люка-лаза ГЕ САОЗ  ИЛИ  Неработоспособность обоих ПК ГЕ САОЗ  ИЛИ  Неработоспособность хотя бы одной из БЗЗ или блокировок, действующих на их закрытие | Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 14.3 | 1 | Неработоспособность одного ПК ГЕ САОЗ | Находиться в состоянии 1 |  | Текущее | Устранить неисправ-ность в ближайший ППР | |
| 2 | Неработоспособность одного ПК ГЕ САОЗ | Находиться в состоянии 2 |  | Текущее | Устранить неисправ-ность в ближайший ППР | |
| 3 | Неработоспособность одного ПК ГЕ САОЗ | Находиться в состоянии 3 |  | Текущее | Устранить неисправ-ность в ближайший ППР | |
|  | 4 | Неработоспособность одного ПК ГЕ САОЗ | Находиться в состоянии 4 |  | Текущее | Устранить неисправ-ность в ближайший ППР | |
| 14.4 | 1 | Неработоспособность ТЭН ГЕ САОЗ | Находиться в состоянии 1  И  Перевести энергоблок в состояние 2  И  Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа  1 час  6 часов  24 часа | 1  2  3  4 | Устранить неисправ-ность  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 2 | Неработоспособность ТЭН ГЕ САОЗ | Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 6 часов  24 часа | 3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 3 | Неработоспособность ТЭН ГЕ САОЗ | Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 14.5 | 1 | Течь через обе прокладки уплотнения ТЭН ГЕ САОЗ | Перевести энергоблок в состояние 2  И  Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 1 час  6 часов  24 часа | 2  3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 2 | Течь через обе прокладки уплотнения ТЭН ГЕ САОЗ | Перевести энергоблок в состояние 3  И  Перевести энергоблок в состояние 4 | 6 часов  24 часа | 3  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 3 | Течь через обе прокладки уплотнения ТЭН ГЕ САОЗ | Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 15 | YR – система аварийного газоудаления | | | | | | |
| 15.1 | 1 ИЛИ 2 ИЛИ 3 | Неплотность двух или нескольких арматур системы, приводящая к некомпенсированному росту давления или уровня или температуры в барботере | Перевести энергоблок состояние 4 до устранения неисправности | 24 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 16 | Система аварийного энергоснабжения | | | | | | |
| 16.1 | 1, 2, 3 | А. Неработоспособность одного из 4-х каналов системы аварийного электроснабжения потребителей 1-й и 2-й групп надёжности | А1. Восстановление работоспособности канала  А2. Проверить работоспособность 3-х других каналов систем безопасности в соответствии с инструкциями по эксплуатации (аварийного электроснабжения, СКУ, TH, TW, TJ, RS и т.д.)  А3. Если А2 успешно – находиться в текущем состоянии | 168 час  72 часа  168 часов | текущее  текущее  текущее |  | |
|  |  | А4 Если в А2 выявлен отказ одного канала любой СБ – перевести энергоблок в состояние 4  А5. Если работоспособность по А1 не восстановлена за допустимое время - перевести энергоблок в состояние 4 | 72  24 | 4  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 16.2 | 1, 2, 3 | В. Неработоспособность двух из 4-х каналов системы аварийного электроснабжения потребителей 1-й и 2-й групп надёжности | В1. Перевести энергоблок в состояние 4 | 72 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 16.3 | 4, 5, 6 | С. Отказ одного из трех, находящихся в дежурстве каналов | С1. Организовать круглосуточные работы по восстановлению работоспособности в кратчайшие сроки | До устранения дефекта | текущее |  | |
| 17 | TH15,25,35,45 – группа аварийного впрыска бора | | | | | | |
| 17.1 | 1, 2, 3 | А. Неработоспособность одного канала TH15,25,35,45 | А1. Восстановление работоспособности канала  А2. Проверить работоспособность 3-х других каналов  А3. Если А2 успешно – находиться в текущем состоянии  А4. Если в А2 выявлен отказ еще одного канала – перевести энергоблок в состояние 4  А5. Если работоспособность по А1 не восстановлена за допустимое время - перевести энергоблок в состояние 4 | 168 часов  8 часов  168 часов  72 часа  24 часа | Текущее  текущее  текущее  4  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 17.2 | 1, 2, 3 | В. Неработоспособность  двух каналов TH15,25,35,45 | В1. Перевести энергоблок в состояние 4 | 72 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 18 | TW - Система дополнительного ввода бора | | | | | | |
| 18.1 | 1, 2, 3 | А. Неработоспособность одного канала TW10,20,30,40 | А1. Восстановление работоспособности канала  А2. Проверить работоспособность 3-х других каналов  А3. Если А2 успешно – находиться в текущем состоянии  А4. Если в А2 выявлен отказ еще одного канала – перевести энергоблок в состояние 4  А5. Если работоспособность по А1 не восстановлена за допустимое время - перевести энергоблок в состояние 4 | 72 часа  8 часов  72 часа  24 часа  24 часа | текущее  текущее  текущее  4  4 | С регламентной скоростью  С регл-аментной скоростью | |
| 19 | Система аварийного охлаждения активной зоны TH (пассивная часть – ГЕ САОЗ 2-ой ступени) | | | | | | |
| 19.1 | 1,2,3 | Течь из ГЕ САОЗ, делающая невозможным поддержание нормального уровня, давления или снижение концентрации борной кислоты в ГЕ САОЗ  ИЛИ  Неработоспособность ПК ГЕ САОЗ | Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 20 | TJ - Спринклерная система защитной оболочки | | | | | | |
| 20.1 | 1, 2, 3 | А. Неработоспособность одного канала системы TJ | А1. Восстановление работоспособности канала  А2. Проверить работоспособность 3-х других каналов  А3. Если А2 успешно – находиться в текущем состоянии | 168 часов  8 часов  168 часов | текущее  текущее  текущее |  | |
|  |  |  | А4. Если в А2 выявлен отказ еще одного канала – перевести энергоблок в состояние 4  А5. Если работоспособность по А1 не восстановлена за допустимое время - перевести энергоблок в состояние 4 | 72 часа  24 часа | 4  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 20.2 | 1, 2, 3 | В. Неработоспособность  двух каналов системы TJ | В1. Перевести энергоблок в состояние 4 | 72 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 20.3 | 1, 2, 3 | С. Нарушение в системе хранения химреагентов (баках TH10,20,30,40B004) | С1. Устранить дефект  С2. Не выполнение C1, перевести энергоблок в состояние 4 | 8 часов | текущее  4 |  | |
| 20.4 | 4 | D. Отказ одного из четырех, находящихся в дежурстве или в работе каналов | D1. Организовать круглосуточные работы по восстановлению работоспособности в кратчайшие сроки | До устранения дефекта | текущее |  | |
| 21 | Система аварийного и планового расхолаживания – группа TH10,20,30,40 | | | | | | |
| 21.1 | 1, 2, 3 | А. Неработоспособность одного канала TH10,20,30,40 | А1. Восстановление работоспособности канала  А2. Проверить работоспособность 3-х других каналов  А3. Если А2 успешно – находиться в текущем состоянии  А4. Если в А2 выявлен отказ еще одного канала – перевести энергоблок в состояние 4  А5. Если работоспособность по А1 не восстановлена за допустимое время - перевести энергоблок в состояние 4 | 168 часов  8 часов  168 часов  72 часа  24 часа | текущее  текущее  текущее  4  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 21.2 | 1, 2, 3 | B. Неработоспособность  двух каналов TH10,20,30,40 | В1. Перевести энергоблок в состояние 4 | 72 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 21.3 | 4, 5, 6 | C. Отказ одного из четырех, находящихся в дежурстве или в работе каналов | С1. Организовать круглосуточные работы по восстановлению работоспособности в кратчайшие сроки | До устранения дефекта | текущее |  | |
| 22 | RS - система аварийной питательной воды | | | | | | |
| 22.1 | 1, 2, 3 | А. Неработоспособность одного канала RS10,20,30,40 | А1. Восстановление работоспособности канала  А2. Проверить работоспособность 3-х других каналов  А3. Если А2 успешно – находиться в текущем состоянии  А4. Если в А2 выявлен отказ еще одного канала – перевести энергоблок в состояние 4  А5. Если работоспособность по А1 не восстановлена за допустимое время - перевести энергоблок в состояние 4 | 168 часов  8 часов  168 часов  72 часа  24 часа | текущее  текущее  текущее  4  4 | С регламентной скоростью С регламентной скоростью | |
| 22.2 | 1, 2, 3 | B. Неработоспособность двух каналов RS10,20,30,40 | В1. Восстановление работоспособности каналов  В2. Перевести энергоблок в состояние 4 | 72 часа  8 часов | текущее  4 | С регламентной скоростью | |
| 23 | Система очистки неохлажденного теплоносителя TC 60,70,80,90 | | | | | | |
| 23.1 | 1 | Увеличение перепада давления на ловушке сорбентов ТС60,70,80,90В002 более  5 кгс/см2 | Отключить (проконтролировать отключение защитой) дефектной нитки системы ТС60-90 этой петли | Немедленно | текущее | Устранить неисправ-ность в ближайший ППР | |
| 23.2 | 2, 3 | Увеличение перепада давления на ловушке сорбентов ТС60,70,80,90В002 более 0,49 МПа (5 кгс/см2) | Отключить (проконтролировать отключение защитой) дефектной нитки системы ТС60-90 этой петли | Немедленно | текущее | Устранить неисправ-ность в ближайший ППР | |
| 23.3 | 1,2,3 | Увеличение перепада давления на фильтре ТС60,70,80,90В001 более 0,4 МПа (3,92 кгс/см2) | Отключить дефектную нитку системы ТС60-90 этой петли | Немедленно | текущее | Устранить неисправ-ность в ближайший ППР | |
| 24 | TF – система промконтура потребителей реакторного отделения | | | | | | |
| 24.1 | 1, 2, 3 | А. Неработоспособность одного канала TF10,20,30,40 | А1. Восстановление работоспособности канала  А2. Проверить работоспособность 3-х других каналов  А3. Если А2 успешно – находиться в текущем состоянии  А4 Если в А2 выявлен отказ одного канала любой СБ – перевести энергоблок в состояние 4  А5. Если работоспособность по А1 не восстановлена за допустимое время – перевести энергоблок в состояние 4 | 168 часов  72 часов  168 часов  72 часа  24 часа | текущее  текущее  текущее  4  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 24.2 | 1, 2, 3 | B. Неработоспособность двух каналов TF10,20,30,40 | В1. Восстановление работоспособности каналов  В2. Перевести энергоблок в состояние 4 | 72 часа  8 часов | текущее  4 | С регламентной скоростью | |
| 24.3 | 4, 5, 6 | C. Отказ одного из четыех, находящихся в дежурстве или работе каналов | C1. Организовать круглосуточные работы по восстановлению работоспособности в кратчайшие сроки | До устранения дефекта | текущее |  | |
| 25 | TH - система хранения борированной воды | | | | | | |
| 25.1 | 1, 2, 3 | А. Отклонение в любом баке TH10(20,30,40)В001,002 концентрации борной кислоты от допустимых значений (см. табл. F.6, F.7 прил. F) или уменьшение запаса борного концентрата | А1. Восстановить номинальные параметры  А2. Если А1 не выполнен - перевести энергоблок в состояние 4 | 168 часов  24 часа | текущее  4 |  | |
| 25.2 | 1, 2, 3 | A. В двух баках одного канала:  Концентрация борного раствора менее 16 г/дм3  ИЛИ  Температура борного раствора мене 25 оС  ИЛИ  Уровень борного раствора менее 13,0 м  В. В баках двух каналов:  Концентрация борного раствора менее 16 г/дм3  ИЛИ  Температура борного раствора мене 25 оС  ИЛИ  Уровень борного раствора менее 13,0 м  С. Необходимые действия А или B и связанное с ними время завершения не выполнены | A.1 Провести внеочередную проверку других каналов  И  Восстановить канал до работоспособного состояния  В.1 Провести внеочередную проверку других каналов И В.2 Восстановить каналы до работоспособного состояния  С.1 Перейти в режим 4 | 8часов  168 часов  72 часа  24 часа | текущее  текущее  текущее  4 |  | |
| 26 | TH18,28,38,48 - система охлаждения БВ | | | | | | |
| 26.1 | 1, 2, 3 | А. Падение уровня в бассейне выдержки до минимально-допустимого | A1 Восстановить уровень  А2 Если течь струйная, перевести в состояние 4 | 4 часа | текущее  4 |  | |
| 26.2 | 4, 5, 6 | Появление сигнала уровня в баке сбора протечек облицовки БВ TH75B001 | Находиться в текущем состоянии до устранения неисправности | 4 часа | текущее |  | |
| 26.3 | 1, 2, 3 | В. Отказ одного резервного канала TH18(28,38,48) | В1 Вывести неисправное оборудование в ремонт на время не более 168 часов | 168 часов | текущее |  | |
| 26.4 | 1, 2, 3 | С. Отказ двух резервных каналов TH18(28,38,48) | С1 Вывести неисправное оборудование в ремонт на время не более 72 часов | 72 часа | текущее |  | |
| 26.5 | 1, 2, 3 | Течь облицовки бассейна выдержки составляет более 50 л/сутки из одного отсека  ИЛИ  более 1 л/сутки через каждый гидрозатвор | Находиться в текущем состоянии | 4 часа |  | Возможность дальнейшей эксплуатации блока на мощности определяется ГИС | |
| 27 | TМ - Система подачи сжатого воздуха для пневмоприводной арматуры | | | | | | |
| 27.1 | 1, 2, 3 | А. Отказ одного компрессора подачи воздуха в систему TM | А1. Восстановление работоспособности компрессора | До устранения неисправности | текущее |  | |
| 27.2 | 1, 2, 3 | В. Отказ двух компрессоров подачи воздуха в систему TM | В1. Восстановить работоспособность хотя бы одного компрессора  В2. Если работоспособность по В1 не восстановлена за допустимое время – перевести энергоблок в состояние 4 | 10 час  Немедленно | Текущее  4 |  | |
| 28 | TА - система продувки-подпитки | | | | | | |
| 28.1 | 1, 2, 3 | А. Отказ одного из подпиточных насосов TА31,32,33D001 | А1. Восстановить работоспособность насоса | До устранения дефекта | текущее |  | |
| 28.2 | 1,2 | B. Отказ трех подпиточных насосов TА31,32,33D001 | В1. Перевести энергоблок в состояние 4 | Немедленно | 4 | Аварийный останов ключом АЗ | |
| 28.3 | 1, 2, 3 | C. Неработоспособность деаэратора TА10В003, влияющая на ход процесса продувки-подпитки | C1. Перевести энергоблок в состояние 4 | До устранения дефекта | 4 |  | |
| 29 | TD - система хранения и переработки теплоносителя | | | | | | |
| 29.1 | 1, 2, 3 | А. Неработоспособность одного насоса TD21,22D001 | А1. Восстановить работоспособность насоса | До устранения дефекта | текущее |  |
| 29.2 | 1, 2, 3 | В. Неработоспособность двух насосов TD21,22D001 | В1 Восстановить работоспособность хотя бы одного насоса  В2. Если В1 не выполнен - перевод энергоблока в состояние 4 | 72 часа  24 часа | текущее  4 |  |
| 30 | TВ - система приготовления и ввода реагентов в 1-ый контур | | | | | | |
| 30.1 | 1, 2, 3 | А. Отклонение в любом баке TВ20В001(002) концентрации борной кислоты от допустимых значений или уменьшение запаса борного концентрата менее 60 м3. | А1. Восстановить номинальные параметры  А2. Если А1 не выполнен - перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часов  72 часа | текущее  4 |  | |
| 30.2 | 1, 2, 3 | А. Неработоспособность одного насоса TВ21D001(002) | А1. Восстановить работоспособность насоса | До устранения дефекта | текущее |  | |
| 30.3 | 1, 2, 3 | В. Неработоспособность двух насосов TВ21D001,002 | В1 Восстановить работоспособность насосов  В2. Если В1 не выполнен - перевод энергоблока в состояние 4 | 24 часа  24 часа | текущее  4 |  | |
| 31 | TS10 - система сжигания водорода | | | | | | |
| 31.1 | 1, 2, 3 | А. Неработоспособность одного канала TS10 | А1. Восстановить работоспособность канала  А2. Если А1 не выполнен перевод энергоблока в состояние 4 | 72 часа | текущее  4 | С регламентной скоростью | |
| 32 | TS20 - система очистки радиоактивного газа | | | | | | |
| 32.1 | 1, 2, 3 | А. Отказ одной нитки TS20 | А1. Перевести сдувку на работоспособную нитку | До устранения дефекта | текущее |  | |
| 32.2 | 1, 2, 3 | В. Отказ двух ниток TS20 | В1. Перевести энергоблок в состояние 4 | До устранения дефекта | 4 |  | |
| 33 | TК – система газовых сдувок | | | | | | |
| 33.1 | 1, 2, 3 | А. Неработоспособность линии сдувки с барботажного бака YP20B001 | А1. Перевести энергоблок в состояние 4 | До устранения дефекта | 4 |  | |
| 34 | Система дренажа, воздушников и организованных протечек радиоактивных сред в РО (TY-1) и в ZC (TY-2) | | | | | | |
| 34.1 | 1, 2, 3 | А. Отказ одного насоса TY21(22)D001  или  TY31(32)D001 | А1. Восстановить работоспособность насоса  А2. Если А1 не выполнен перевести энергоблок в состояние 4 | 72 часа | текущее  4 | С регламентной скоростью | |
| 34.2 | 1, 2, 3 | В. Отказ двух насосов TY21(22)D001  или  TY31(32)D001 | В1. Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 |  | |
| 34.3 | 1, 2, 3 | С. Неработоспособность теплообменника TY10B001 | С1. Перевод в состояние 4 | 24 часа | 4 |  | |
| 34.4 | 1, 2, 3 | D. Течь дренажных баков TY21(22)В001  или бака оргпротечек  TY30B001 | D1. Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 |  | |
| 35 | VЕ – система технического водоснабжения | | | | | | |
| 35.1 | 1, 2, 3 | А. Неработоспособность одного канала VЕ10,20,30,40 | А1. Восстановление работоспособности канала  А2. Проверить работоспособность 3-х других каналов  А3. Если А2 успешно – находиться в текущем состоянии  А4 Если в А2 выявлен отказ одного канала любой СБ – перевести энергоблок в состояние 4 | 168 часов  72 часов  168 часов  24 часа | текущее  текущее  текущее  4 |  | |
| 35.2 | 1, 2, 3 | B. Неработоспособность двух каналов VЕ10,20,30,40 | В1. Восстановление работоспособности каналов  В2. Перевести энергоблок в состояние 4 | 72 часа  8 часов | текущее  4 | С регламентной скоростью | |
| 35.3 | 4, 5, 6 | C. Отказ одного из трех, находящихся в дежурстве или в работе каналов системы VЕ | C1. Организовать круглосуточные работы по восстановлению работоспособности в кратчайшие сроки | До устранения дефекта | текущее |  | |
| 36 | VJ – система надежной охлаждающей воды | | | | | | |
| 36.1 | 1, 2, 3 | А. Неработоспособность одного канала VJ10,20,30,40 | А1. Восстановление работоспособности канала  А2. Проверить работоспособность 3-х других каналов  А3. Если А2 успешно – находиться в текущем состоянии  А4. Если в А2 выявлен отказ еще одного канала – перевести энергоблок в состояние 4  А5. Если работоспособность по А1 не восстановлена за допустимое время - перевести энергоблок в состояние 4 | 168 часов  8 часов  168 часов  72 часа  24 часа | Текущее  текущее  текущее  4  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 36.2 | 1, 2, 3 | B. Неработоспособность двух каналов VJ10,20,30,40 | В1. Восстановление работоспособности каналов  В2. Перевести энергоблок в состояние 4 | 72 часа  8 часов | текущее  4 | С регламентной скоростью | |
| 36.3 | 4, 5, 6 | C. Отказ одного из трех, находящихся в дежурстве или в работе каналов системы VЕ | C1. Организовать круглосуточные работы по восстановлению работоспособности в кратчайшие сроки | До устранения дефекта | текущее |  | |
| 37 | TL03 - рециркуляционная система охлаждения шахты реактора, боксов ПГ и ГЦНА | | | | | | |
| 37.1 | 1, 2, 3 | А. Отказ одного или двух вентиляторов TL03 | А1.Находиться в текущем состоянии, восстановить работоспособность в ППР |  | текущее |  | |
| 37.2 | 1, 2, 3 | В. Отказ системы TL03 | В1. Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 |  | |
| 38 | TL13 - рециркуляционная система охлаждения приводов СУЗ | | | | | | |
| 38.1 | 1, 2, 3 | А. Отказ одного канала TL13 | А1. Восстановить работоспособность канала | До устранения дефекта | текущее |  | |
| 38.2 | 1, 2, 3 | В. Отказ двух каналов TL13 | В1. Восстановить работоспособность канала  В2. Если В1 не выполнен или по истечении времени перевести энергоблок в состояние 4 | 72 часа | текущее  4 | С регламентной скоростью | |
| 38.3 | 1, 2, 3 | С. Отказ трех каналов TL13 | С1. Перевод в состояние 4 | Немедленно | 4 |  | |
| 39 | TL09,21 - система создания разряжения в защитной оболочки здания реактора | | | | | | |
| 39.1 | 1, 2, 3 | А. Неработоспособность системы TL09,21 | А1. Восстановить работоспособность  И  А2. При снижении разряжения менее 150 Па – перевод энергоблока в состояние 4 | 72 часа  24 часа | текущее  4 |  | |
| 40 | TL08 - Системы охлаждения воздуха помещений здания ZB TL08D001, TL08D031, TL08D032 | | | | | | |
| 40.1 | 1, 2, 3 | А. Неработоспособность вентиляции одного канала безопасности TL08 | А1. Восстановление работоспособности канала  А2. Проверить работоспособность 3-х других каналов вентиляции систем безопасности, расположенных в соответствующих помещениях (TH, TW, TJ, TF) | 168 час  72 часа | текущее  текущее |  | |
| А3. Если А2 успешно – находиться в текущем состоянии  А4 Если в А2 выявлен отказ одного канала любой СБ – перевести энергоблок в состояние 4  А5. Если работоспособность по А1 не восстановлена за допустимое время - перевести энергоблок в состояние 4 | 168 часов  24 часа  24 | текущее  4  4 | С регламентной скоростью  С регламентной скоростью | |
| 40.2 | 1, 2, 3 | В. Неработоспособность вентиляции  двух каналов TL08 | В1. Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 40.3 | 4, 5, 6 | С. Отказ одного из трех, находящихся в дежурстве или в работе каналов вентиляции | С1. Организовать круглосуточные работы по восстановлению работоспособности в кратчайшие сроки | До устранения дефекта | текущее |  | |
| 41 | RF31,41B001 - система подогревателей высокого давления | | | | | | |
| 41.1 | 1 | А. Отключение ПВД | А1. Обеспечить температуру питательной воды не менее 160 оС | До устранения дефекта | 1 |  | |
| 42 | UB - система обессоливания турбинного конденсата | | | | | | |
| 42.1 | 1 | А. Повышение температуры конденсата перед фильтрами UB более 55 °С | А1. Устранить неисправность  А2. При невыполнении А1 снизить мощность до уровня при котором температура конденсата будет не более 55 °С или отключить фильтры БОУ при соблюдении ВХР | 8 часов | 1 | С регламентной скоростью | |
| 42.2 | 1 | В. Неисправность БОУ без нарушения норм ВХР второго контура | В1. Устранить неисправность | До устранения дефекта | 1 |  | |
| 42.3 | 1,2,3 | Нарушение в системе, приводящее к отклонению одного или нескольких нормируемых показателей качества теплоносителя 2-го контура | В соответствии с приложением F |  |  |  | |
| 43 | RL - питательные насосы RL12,22,32D001 | | | | | | |
| 43.1 | 1 | D. Неисправность одного ВПЭН | D1. Устранить неисправность | До устранения дефекта | 1 |  | |
| 43.2 | 1, 2, 3 | E. Повышение в питательной воде концентрации кислорода до 50 мкг/кг | Е1. Перевести в состояние 4 | До устранения дефекта | 4 |  | |
| 43.3 | 1, 2, 3 | F. Увеличение электропроводности  Н-катионированной пробы питательной воды ПГ до 1 мкСМ/см | F1. Перевести в состояние 4 | До устранения дефекта | 4 |  | |
| 44 | RQ - система пара собственных нужд | | | | | | |
| 44.1 | 1 | В. Неработоспособность БРУ-СН | В1. Восстановить работоспособность  В2. При невыполнении В1 перевести в состояние 4 | 72 часа  24 часа | 1  4 |  | |
| 45 | VC - основная система охлаждающей воды | | | | | | |
| 45.1 | 1 | A. Течь воды при повреждении напорного трубопровода насоса, угрожающая затоплению помещений здания турбины | А1. Остановить насосы, перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 |  | |
| 46 | Герметичное ограждение | | | | | | |
| 46.1 | 1, 2, 3 | А. Нарушена целостность защитной оболочки | А1. Восстановить целостность защитной оболочки  А2. Если А1 не выполнен перевести энергоблок в состояние 4 | 1 час  24 часа | текущее  4 |  | |
| 46.2 | 1, 2, 3 | В. Температура и давление в межоболочечном пространстве не соответствуют проектным пределам | В1. Восстановить разрежение в зазоре между оболочками в пределах 100-400 Па  И  температуру в межоболочечном пространстве пределах от + 10 °С до +55 °С  В2. Если В1 не выполнен или по истечении времени перевести энергоблок в состояние 4 | 72 часа  24 часа | текущее  4 |  | |
| 47 | Радиоактивные выбросы и сбросы | | | | | | |
| 47.1 | 1, 2, 3, 4, 5, 6 | А. Превышение радиоактивных выбросов или сбросов разрешенных контрольных выбросов или разрешенных контрольных сбросов | А1. Приступить к корректирующим действиям и устранить причину нарушения УНЭ | Немедленно | текущее |  | |
| 48 | СВБУ | | | | | | |
| 48.1 | 1, 2, 3 | А. Неработоспособность одной рабочей станции системы контроля | А1. Восстановить работоспособность  А2. Если А1 не выполнен при нахождении на мощности в состоянии 1 снизить мощность до 90% Nном | 72 часа  168 час до устранения дефекта по распоряжению главного инженера | текущее  текущее |  | |
| 48.2 | 1, 2, 3 | В. Часть или вся СВБУ является неработоспособной по одной из функций контроля и управления, не позволяющая на рабочем месте ВИУР или ВИУТ получить необходимую информацию или выдать команду | В1. Прекратить действия по изменению режима работы блока  И  Контролировать стационарное состояние РУ по приборам и индикаторам на панелях безопасности и резервной зоны, включая ОМС. Восстановить работоспособность  В2. Если В1 не выполнен перевести энергоблок в состояние 4, управляя расхолаживанием с резервной зоны панелей БПУ | Немедленно  2 часа  24 часа | текущее  текущее  4 | С регламентной скоростью | |
| 49 | УСБИ | | | | | | |
| 49.1 | 1, 2, 3 | А. Неработоспособность одного из 4-х каналов УСБИ | А1. Восстановление работоспособности канала  А2. Проверить работоспособность 3-х других каналов систем безопасности в соответствии с инструкциями по эксплуатации (аварийного электроснабжения, СКУ, TH, TW, TJ, RS)  А3. Если А2 успешно – находиться в текущем состоянии  А4 Если в А2 выявлен отказ одного канала любой СБ – перевести энергоблок в состояние 4 | 72 час  24 часа  72 часов  24 часа | текущее  текущее  Текущее  4 | С регламентной скоростью | |
| А5. Если работоспособность по А1 не восстановлена за допустимое время - перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 49.2 | 1, 2, 3 | В. Неработоспособность двух из 4-х каналов УСБИ | В1. Перевести энергоблок в состояние 4 | 24 часа | 4 | С регламентной скоростью | |
| 49.3 | 4, 5, 6 | С. Отказ одного из трех, находящихся в дежурстве каналов | С1. Организовать круглосуточные работы по восстановлению работоспособности в кратчайшие сроки | До устранения дефекта | текущее |  | |
| 50 | СКУД | | | | | | |
| 50.1 | 1 | Отказ одного канала ПТК | Работа на стационарном уровне мощности.  По истечении времени снижение мощности до 30% Nном | 8 часов | 1 | С регламентной скоростью | |
| 50.2 | 1 | Отказ двух каналов ПТК | Снижение мощности до 30% Nном | Немедленно | 1 | С регламентной скоростью | |
| 50.3 | 1 | Отказ трех и более каналов ПТК | Снижение мощности до 30% Nном | Немедленно | 1 |  | |
| 50.4 | 1 | Отказ одной стойки ПТК | Работа на стационарном уровне мощности. | До устранения неисправности | 1 |  | |
| 50.5 | 1 | Отказ клеммного шкафа или двух стоек ПТК | Работа на стационарном уровне мощности.  При неустранении неисправности в указанное время снизить мощность реактора до 98% от номинальной. | 8 часов | 1 |  | |
| 50.6 | 1 | Отказ одного ВК СВРК | Работа на стационарном уровне мощности. | До устранения неисправности | 1 |  | |
| 50.7 | 1 | Отказ двух ВК СВРК | Работа на стационарном уровне мощности.  И  при неустранении неисправности снизить мощность реактора до 90% от номинальной  По истечении времени перевод в состояние 3 | 2 часа  16 часов | 1  3 | С регламентной скоростью | |
| 50.8 | 1 (2, 3) | Отказ ПТК САКТ | Работа на стационарном уровне мощности или при номинальных параметрах. | 72 часа | 1 (2, 3) |  | |
| 50.9 | 1 (2, 3) | Отказ ПТК СКТВ | Работа на стационарном уровне мощности или при номинальных параметрах. | 72 часа | 1 (2, 3) |  | |
| 50.10 | 1 (2, 3) | Отказ ПТК САКТ и ПТК СКТВ | Работа на стационарном уровне мощности или при номинальных параметрах.  По истечении времени перевод в состояние 4 | 72 часа | 1 (2, 3) | С регламентной скоростью | |
| 51 | **САКТ, СКТВ** | | | | | | |
| 51.1 | 1 | Появление течи в трубопроводах, на которые распространяются концепция ТПР:  - ГЦТ;  - соединительный трубопровод;  - трубопроводы САОЗ.  Регистрируется системами СКТВ и/или САКТ, АСКР (мигание «желтым цветом» индикатора состояния оборудования и трубопроводов на основном видеокадре монитора СВБУ) | 1. Проверить информацию о наличии течи, представляемую на дополнительных видеокадрах монитора СВБУ.  2. При подтверждении течи перевести энергоблок в состояние 4. | 1 час | 4 | С регламентной скоростью | |
| 51.2 | 1 | Полный отказ одной из систем САКТ или СКТВ (отказ всех датчиков системы, обеспечивающих обнаружение течи на одном из 17-ти контролируемы трубопроводов, или отказ ПТК системы) | 1. Принять действия для восстановления функционирования системы.  2. При невозможности устранения отказа в указанное время перевести энергоблок в состояние 4. | 30 суток | 4 | С регламентной скоростью | |
| 51.3 | 1 | Отказ второй системы САКТ или СКТВ (отказ всех датчиков системы, обеспечивающих обнаружение течи на одном из 17-ти контролируемы трубопроводов, или отказ ПТК системы) в течение 30 суток после отказа одной из систем. | 1. Принять действия для восстановления функционирования системы.  2. При невозможности устранения отказа в указанное время перевести энергоблок в состояние 4. | 1 час | 4 | С регламентной скоростью | |
| 52 | **Система послеаварийного контроля** | | | | | | |
| 52.1 | 1, 2, 3 | А. Неработоспособность одного информационного канала | А1. Восстановление работоспособности канала  А2. Перевести энергоблок в состояние 4 | 168 часов  12 часов | текущее  4 | С регламентной скоростью | |
| 52.2 | 1, 2, 3 | B. Неработоспособность двух информационных каналов | В1. Восстановление работоспособности каналов  В2. Перевести энергоблок в состояние 4 | 72 часа  12 часов | текущее  4 | С регламентной скоростью | |
| При потере работоспособности шкафа СКУ необходимо оценить потерю оборудования, имеющего управление от данного шкафа и принять решение о дальнейшей эксплуатации | | | | | | | |
| 53 | Неработоспособность основного оборудования турбинной установки, приводящая к необходимости ограничения мощности РУ. | | | | | | |
| 53.1 | SA – турбинная установка | | | | | | |
| 53.1.1 | 1 | А. Отключенное состояние турбины по пару (закрыты 2 СК ТГ из 4-х) | А1. Снизить мощность РУ до 40% Nном. | Немедленно | текущее | Снижение мощности РУ выполняется одновременной работой УПЗ\*, РОМ, ПЗ-1 совместно с ЭЧСР. | |
| 53.2 | RL – питательные электронасосы RL12,22,32D001 | | | | | | |
| 53.2.1 | 1 | А. Отключение одного питательного насоса при невключении резервного | А1. Снизить мощность до 50 % и находиться на ней | Немедленно | 1  До устранения дефекта | «Снижение мощности РУ действием УПЗ\* и аппаратурой РОМ, ПЗ-1 совместно с ЭЧСР по сигналу «Разгрузка 5» в АЛОС» | |
| 53.2.2 | 1 | В. Неработоспособность двух питательных насосов при невключении резервного | В1.При мощности РУ более 25% от номинальной нажать кнопки АЗ 1,2 комплектов.  B2.Снизить мощность до 6 % и находиться на ней | Немедленно | 3  До устранения дефекта  1  До устранения дефекта | «Снижение мощности РУ действием УПЗ\* и аппаратурой РОМ, ПЗ-1 совместно с ЭЧСР по сигналу «Разгрузка 10» в АЛОС» | |
| 53.2.3 | 1 | С. Неработоспособность всех питательных насосов | С1. При мощности РУ более 25% от номинальной нажать кнопки АЗ 1,2 комплектов.  С2.Снизить мощность до 5% и находиться на ней | Немедленно | 3  До устранения дефекта  1  До устранения дефекта | «Снижение мощности РУ действием УПЗ\* и аппаратурой РОМ, ПЗ-1 совместно с ЭЧСР по сигналу «Разгрузка 10» в АЛОС» | |
| 53.3 | VC – циркнасосы VC10,20,30,40D001 | | | | | | |
| 53.3.1 | 1 | А. Неработоспособность одного ЦН из 4-х работающих | А1. Автоматическое снижение электрической мощности ТГ до 800 МВт средствами ЭЧСР | Немедленно | 1  До устранения дефекта | Разгрузка РУ осуществляется работой АРМ в режиме «Т».  При отключенном АРМ или его неработоспособности, разгрузку РУ осуществлять от кнопок ПЗ-1 до N=80÷85% Nном. | |
| 53.3.2 | 1 | В. Неработоспособность двух ЦН (по одному на каждый конденсатор) из 4-х работающих | В1. Автоматическое снижение электрической мощности ТГ до 600 МВт средствами ЭЧСР | Немедленно | 1  До устранения дефекта | Разгрузка РУ осуществляется работой АРМ в режиме «Т».  При отключенном АРМ или его неработоспособности, разгрузку РУ осуществлять от кнопок ПЗ-1 до N=60÷65% Nном. | |
| 53.3.3 | 1 | С. Неработоспособность более двух ЦН из 4-х работающих | С1. Работа ТА запрещена. Закрыть СК ТА, контролировать разгрузку РУ до 40% Nном | Немедленно | 1  До устранения дефекта | Снижение мощности РУ выполняется одновременной работой УПЗ\*, РОМ, ПЗ-1 совместно с ЭЧСР. | |
| 53.4 | RM – Конденсатные электронасосы RM11,12,13D001. | | | | | | |
| 53.4.1 | 1 | А. Неработоспособность двух КЭН (в работе остался один КЭН) | А1. Автоматическое снижение электрической мощности ТГ до 600 МВт средствами ЭЧСР | Немедленно | 1  До устранения дефекта | Разгрузка РУ осуществляется работой АРМ в режиме «Т».  При отключенном АРМ или его неработоспособности, разгрузку РУ осуществлять от кнопок ПЗ-1 до N=60÷65% Nном. | |
| 53.4.2 | 1 | В. Неработоспособность всех КЭН | В1. Отключить ТА посадкой СК ТА. Контролировать разгрузку РУ до 40% С.  В2. Продолжить разгрузку РУ от ПЗ-1 до 1÷2 % Nном. | Немедленно | 1  До устранения дефекта | Разгрузку РУ выполнять от ПЗ-1 до стабилизации уровня в деаэраторе RF60B001. При снижении уровня в RF60B001 менее 1300 мм контролировать отключение ПЭН, если N более 25% Nном, остановить РУ от КУ АЗ. | |
| 53.5 | RG – система слива сепарата | | | | | | |
| 53.5.1 | 1 | А. Отключение всех насосов слива сепарата RG12,22,32D001 на уровне мощности РУ более 50% Nном. | А1. Снизить мощность РУ до 50% Nном. | Немедленно | текущее | Снижение мощности выполнять воздействием на КУ ПЗ-1 | |
| 53.5.2 | 1 | В.В работе остался один из насосов слива сепарата RG12,22,32D001 на уровне мощности РУ более 75% Nном. | В1. Снизить мощность РУ до 75% Nном. | Немедленно | текущее | Снижение мощности выполнять воздействием на КУ ПЗ-1 | |
| 54 | Неработоспособность оборудования главной электрической схемы, приводящая к необходимости ограничения мощности РУ. | | | | | | |
| 54.1.1 | 1 | А. Отключение генератора 10SP10 от энергосистемы. Отключенное состояние выключателей генератора 27 кВ 10AQ01,02. | А1. Снизить мощность РУ до 40% Nном. | Немедленно | 1  До устранения дефекта | Снижение мощности РУ выполняется одновременной работой УПЗ\*, РОМ, ПЗ-1 совместно с ЭЧСР. | |
| 54.2.1 | 1 | А. Неработоспособность одного блочного трансформатора | А1. Автоматическое снижение электрической мощности ТГ до 700 МВт средствами ЭЧСР | Немедленно | 1  До устранения дефекта | Разгрузка РУ осуществляется работой АРМ в режиме «Т».  При отключенном АРМ или его неработоспособности, разгрузку РУ осуществлять от кнопок ПЗ-1 до N=70÷75% Nном. | |
| 54.3.1 | 1 | А. Потеря связи с энергосистемой по линии 400 кВ. | А1. Снизить мощность РУ до 40% Nном. | Немедленно | 1  До устранения дефекта | Снижение мощности РУ выполняется одновременной работой УПЗ\*, РОМ, ПЗ-1 совместно с ЭЧСР. | |
| УПЗ\* - разгрузку от УПЗ контролировать при мощности РУ по АКНП только более или равной 75 % от номинальной. Если мощность менее 75 % от номинальной, разгрузка РУ осуществляется работой РОМ, ПЗ-1. | | | | | | | |

5.1.4 Дополнительно необходимо выполнять следующие условия:

5.1.4.1 Запрещается эксплуатация оборудования СВБ энергоблока в случаях отклонения его характеристик работоспособности от значений, определенных для нормальных условий. Допустимое время вывода такого оборудования в ремонт на работающем энергоблоке приведено в табл.5.1.

5.1.4.2 Для обеспечения необходимой разности температур между водой холодной нитки петли 1-го контура и подпиточной водой в номинальном режиме работы менее 30 °С, запрещается превышать расход подпитки над расходом продувки более 14 м3/ч (кроме аварийных режимов с течами 1-го контура).

5.1.4.3 Температура на выходе из верхнего блока не должна быть более 115°С. В случае отклонения выше указанного предела принять меры к снижению температуры, при невозможности, по согласованию с ГИ, ДД приступить к разгрузке РУ для приведения температуры на выходе из верхнего блока в регламентное значение 115°С.

5.1.4.4 При работе АРМ должен обеспечивать поддержание заданного значения давления во 2-ом контуре (паровом коллекторе) с зоной нечувствительности регулятора не более ±0,05 МПа (не более ±0,6 кгс/см2) и поддержание уровня плотности потока нейтронов с зоной нечувствительности не более ±2 % от номинального значения. При этом отклонение давления от заданного значения в стационарном режиме с учётом зоны нечувствительности, погрешности измерения параметра и отклонений параметра при регулировании не должно превышать ±0,1 МПа (не более ±1 кгс/см2), а отклонение от заданной величины нейтронной мощности в процессе поддержания стационарного значения не должно превышать ±2 % от номинального значения.

5.1.5 Работа в режиме продления кампании с использованием мощностного эффекта реактивности:

1) условия эксплуатации топлива:

а) для ТВС при продолжительности эксплуатации 1 год не более 8000 эфф. ч.;

b) для ТВС при продолжительности эксплуатации 3 года не более 22500 эфф. ч.;

c) для ТВС при продолжительности эксплуатации 4 года не более 30000 эфф. ч.;

d) максимальная допустимая средняя по ТВС расчетная глубина выгорания топлива – не более 49 МВт×сут/кг U.

До начала работы энергоблока с использованием мощностного эффекта реактивности на АЭС должны быть выполнены и согласованы расчёты нейтронно-физических характеристик реактора.

2) Работа блока в режиме продления кампании с использованием мощностного эффекта реактивности допускается в течение не более 30 эффективных суток.

При этом снижение мощности не должно превышать 30 % от номинального уровня мощности со следующими требованиями:

а) давление в первом и втором контурах и температуру теплоносителя на входе в реактор поддерживать на номинальном уровне.

Недопустимо извлекать рабочую группу ОР СУЗ выше 95 % от низа активной зоны. При работе на мощностном эффекте реактивности извлечение рабочей группы ОР СУЗ не должно превышать 5 % высоты активной зоны в течение суток.

b) по мере изменения мощности реактора при работе блока на мощностном эффекте уставку срабатывания аварийной защиты по нейтронной мощности устанавливать на 7 % выше текущего значения мощности.

При рассогласовании значений мощности по АКНП с тепловой мощностью реактора более 1 % произвести тарировку АКНП.

c) при срабатывании аварийной защиты концентрацию борной кислоты привести в соответствие с данными альбома НФХ на конец выгорания загрузки.

Вывод реактора на МКУ производить после взвода ОР СУЗ выводом борной кислоты при рабочем положении ОР СУЗ регулирующей группы.

* + - 1. 5.1.6 Эксплуатация энергоблока по состоянию СВРК
      2. 5.1.6.1 Выход на номинальную мощность после перегрузки осуществлять только при наличии полностью работоспособных программно-технических средств СВРК при наличии не менее 90 % работоспособных СВРД.
      3. 5.1.6.2 Отказ датчиков ВРК ограничивает возможность выполнения функций контроля области активной зоны, лишившейся датчиков.
      4. Отказавшим считается датчик, не дающий достоверной информации о контролируемом параметре по причине неработоспособности самого датчика или его линий связи.
      5. Для анализа последствий отказа внутриреакторных датчиков на качество контроля активной зоны в процессе эксплуатации необходимо учесть их проектное размещение в активной зоне и привязку КНИТ координатам участков. Имеется 163×7 участков объема, контролируемых 378 ДПЗ, 100 ТП на выходе ТВС и 46 ТП на входе ТВС.
      6. При отказе внутриреакторных датчиков в СВРД необходимо:
      7. 1) определить предел повреждения датчиков и наличие контроля каждого участков активной зоны с использованием ДПЗ;
      8. 2) при отсутствии контроля одного и более участков с помощью ДПЗ определить необходимое снижение допустимого уровня мощности реактора.
      9. 5.1.6.3 Условия допустимого уровня мощности реактора
      10. 1) При полной потере контроля состояния активной зоны по показаниям внутриреакторных датчиков на время не более двух часов, следует сохранять стационарное состояние и уровень тепловой мощности активной зоны. По истечении двух часов реакторная установка должна быть переведена в “холодное” состояние.
      11. 2) При выходе из строя внутриреакторных датчиков необходимо:
      12. а) при достижении второй ступени “деградации” (см. приложение J) и сохранении 90 % термопар необходимо снизить мощность РУ до 90 % Nном и периодически (не реже одного раза в час) анализировать состояние активной зоны по следующим параметрам:
      13. - сигналы камер ИК;
      14. - датчиков положения кластеров в неконтролируемом секторе;
      15. - температуру теплоносителя в горячей нитке, наиболее близкой данному сектору петли;
      16. - давление в 1-ом контуре;

- при достижении второй степени «деградации» и одновременно с этим появлением каких-либо признаков переходного режима, необходимо снизить мощность до 85% от номинальной;

* + - 1. b) при достижении третьей ступени “деградации” и сохранении 90 % термопар при появлении каких-либо признаков переходного режима, либо при выходе из строя термопар в количестве более 10 %, но не более 50 %, следует снизить мощность до уровня 80 % от номинала;

- при достижении третьей степени «деградации» и одновременно с этим появлением каких-либо признаков переходного режима, необходимо снизить мощность до 70 % от номинальной;

* + - 1. c) при достижении четвертой ступени “деградации” реактор должен быть переведен в режим «горячее» состояние;
      2. d) при выходе из строя более 50 % термопар, размещённых на выходе из ТВС, либо при достижении 4-ой ступени “деградации” и выходе из строя термопар в количестве более 30 %, но не более 50 %, РУ перевести в “холодное” состояние.

5.1.7 Условия выполнения ремонтных работ при работе энергоблока на мощности

* + - 1. 5.1.7.1 При работе блока на мощности и обнаружении неисправности в каком-либо из элементов канала СБ не позднее одного часа с момента обнаружения неисправности персонал БПУ должен:

1) Определить влияние неисправности на работоспособность канала СБ.

2) При потере работоспособности канала СБ, поочередно подтвердить работоспособность аналогичных устройств, аналогичного оборудования других каналов СБ:

а) При неисправности насосов защитной СБ проверяются на рециркуляцию насосы трёх каналов данной системы, остающихся в дежурстве, при неисправности насосов обеспечивающей СБ, контролируется работа насосов трех других каналов данной системы (если они в работе), или проверяются на рециркуляцию (если они в дежурстве);

b) При обнаружении неисправности в дистанционном управлении механизмом одного канала СБ проверяется только дистанционное управление с БПУ этими механизмами в трёх других каналах данной СБ;

c) При неисправности одного канала аварийного электропитания потребителей 1-ой и 2-ой групп надёжности производится поочередная проверка с запуском по программе ступенчатого пуска всех механизмов систем безопасности, запитываемых от трёх других каналов системы надёжного электропитания;

d) При проверке канала СБ проверяется наличие электропитания и работоспособность технологической сигнализации, КИП и наличие представления информации на СКУ и индивидуальных приборах, проверяется выполнение СКУ возложенных на неё функций, включая представление информации оперативному персоналу и регистрацию событий.

e) После проверки канала СБ механизмы и аппаратура его должны быть переведены в состояние, соответствующее требованиям проекта и эксплуатационных инструкций для режима работы энергоблока на мощности.

3) После выполнения проверок и подтверждения работоспособности трёх других каналов СБ допускается вывод в ремонт неисправного элемента на срок не более 168 часов (7 суток) с момента обнаружения неисправности.

Эксплуатация энергоблока на мощности в течение 168 часов (7 суток) при наличии в дежурстве 3-х каналов СБ в состоянии с подтвержденной их работоспособностью не является нарушением условий безопасной эксплуатации энергоблока.

4) После устранения неисправности должна быть проведена проверка работоспособности отказавшего канала. Время, необходимое для проверки работоспособности восстановленного канала СБ входит в допустимое время ремонта.

5) При неподтверждении работоспособности проектной технологической функции СБ или по истечении срока вывода канала СБ в ремонт энергоблок в нормальной технологической последовательности разгрузить и перевести в “холодное” состояние.

6) При обнаружении неисправности в двух каналах СБ энергоблок должен быть остановлен и переведен в “холодное” состояние с максимально допустимой скоростью.

5.1.7.2 При обнаружении неисправности в системе автоматики ступенчатого пуска одного из 4-х каналов системы безопасности допускается:

1) не выводить канал из работы, если произошло повреждение одного элемента в одном из двух диверситетов (время замены элемента не превышает 1 часа и замена может быть произведена на действующем канале);

2) вывод канала на время устранения повреждения при повреждении в выходных цепях комплекта автоматики ступенчатого пуска;

3) вывод канала при повреждении одного из датчиков системы на время устранения повреждения;

Если время устранения повреждения не превышает 24 часов с момента обнаружения неисправности, допускается не производить опробования 3-х оставшихся каналов.

Если неисправность не устранена в указанный срок, ремонтные работы могут быть продлены до 168 часов при обязательном выполнении опробования остающихся в работе 3-х каналов системы безопасности.

5.1.7.3 При работе блока на мощности и обнаружении неисправности резервируемого оборудования систем нормальной эксплуатации, важных для безопасности, допускается вывод в ремонт неисправного оборудования с соблюдением условий, приведенных в таблице 5.1.3.1.

5.1.7.4При работе блока на мощности и обнаружении неисправности нерезервируемого оборудования систем нормальной эксплуатации, важных для безопасности, вывод в ремонт неисправного оборудования допускается с разрешения главного инженера.

5.1.7.5 Если обнаружена неисправность устройств дистанционного управления, защит и блокировок технологического оборудования нормальной эксплуатации, важного для безопасности, и устранение неисправности требует вывода технологического оборудования из работы (из дежурства), то неисправность устраняется в соответствии с требованиями таблицы 5.1.3.1.

5.1.7.6 Вывод в ремонт электрооборудования главной схемы электрических соединений АЭС, производится в соответствии с утвержденной на АЭС процедуре о порядке вывода оборудования в ремонт по заявке главного инженера АЭС.

При этом в любом режиме энергосистема должна обеспечивать подачу на АЭС мощности, необходимой для аварийного расхолаживания блока.

5.1.7.7 На работающем энергоблоке для устранения дефектов допускается:

1) вывод из работы не более одного канала многоканальной части защиты или блокировки системы формирования защит САОЗ;

2) вывод из работы одного комплекта АСП.

Указанный вывод из работы допускается без предварительной проверки других каналов на сроки, определённые таблицей 5.1.3.1, при сохранении условий и пределов безопасной эксплуатации энергоблока.

5.1.7.8 При отказах в цепях защит и блокировок СБ вида “ложное срабатывание”, направленных на безопасность или приводящих в действие оборудование, которое занимает под влиянием этого события однозначное положение, соответствующее действию защит, и не может изменить этого положения, проверка трех других каналов СБ не требуется.

* + - 1. 5.1.7.9 При дефекте в УСБ, связанном с ПИП одного канала многоканальной защиты, ПИП которой размещен в гермозоне, допускается устранение дефекта в первый внеплановый останов или ППР, при условии обеспечения перевода измерительного канала в сработанное состояние и ежесуточного контроля этой защиты с целью фиксации появления новых дефектов или отказов в других каналах многоканальной защиты. При обнаружении таковых защита рассматривается как неработоспособная.

**5.2 Правила и основные приёмы безопасной эксплуатации энергоблока при работе на энергетическом уровне мощности**

5.2.1 При работе энергоблока на энергетическом уровне мощности должны соблюдаться пределы и условия безопасной эксплуатации энергоблока, приведенные в разделах 3.3 и 5.1.

В случае, если пределы или условия безопасной эксплуатации не могут быть соблюдены, энергоблок должен быть остановлен для выяснения причин и устранения неисправностей.

При нарушении нормальной эксплуатации и авариях, действия оперативного персонала определяются разделами 8 и 9.6.

5.2.2 При превышении допустимых отклонений параметров 1-го и 2-го контуров (см. раздел 3.2) в стационарных режимах и по окончании переходных процессов обеспечить восстановление номинальных значений параметров, в том числе путём снижения мощности реактора с максимально допустимой скоростью. При невозможности восстановления параметров до значений, находящихся в эксплуатационных пределах, энергоблок должен быть разгружен и остановлен в плановом порядке, а РУ переведена в “горячее” состояние для выяснения и устранения причин.

5.2.3 Мощность реактора и турбогенератора должна поддерживаться в соответствии с диспетчерским графиком на допустимом для реактора уровне.

Поддержание и изменение мощности энергоблока осуществляется с помощью АРМ, работающим совместно с ЭЧСР турбины. Должно быть обеспечено автоматическое согласование режимов работы АРМ и ЭЧСР.

Допускается производить поддержание и изменение мощности с помощью дистанционного управления в соответствии с требованиями разделов данного регламента и инструкций по эксплуатации оборудования. Допускается производить подъём мощности реактора с помощью дистанционного управления при работе основных автоматических регуляторов энергоблока.

При переводе турбины на ГЧСР, запрещаются любые плановые изменения мощности.

5.2.4 Допустимые скорости изменения мощности реактора при нормальной эксплуатации приведены в таблице 3.2.1.6.1.

5.2.5 При изменении мощности реактора удерживать регулирующую группу ОР СУЗ в оптимальном положении согласно графику приложения E, обеспечивающем оптимальное поле энерговыделения корректировкой текущей концентрации борной кислоты в 1-ом контуре.

5.2.6 При заданном изменении мощности реактора своевременно переключать уставки АКНП.

Уставки АЗ по уровню нейтронной мощности в рабочем диапазоне для каждого канала АКНП выставлять согласно формуле:

Ру = Рт + d, % Nном

где Ру - значение уставки на срабатывание АЗ;

Рт - текущее показание нейтронной мощности в канале АКНП;

d - запас до срабатывания АЗ, равный 7 % Nном при работе на четырёх петлях и 10 % Nном при работе на трёх и двух петлях.

Блоки детектирования пускового и рабочего диапазонов АКНП должны быть выставлены таким образом, чтобы дрейф показаний при работе регулирующей группы ОР в процессе изменения мощности и при подавлении ксеноновых колебаний в активной зоне не приводил к рассогласованию каналов в пределах комплекта аппаратуры более 3 %.

5.2.7 Во всех случаях после срабатывания АЗ необходимо начать ввод борной кислоты в 1-ый контур. Если концентрация борной кислоты после стабилизации температуры и давления в 1-ом контуре оказалось не ниже значения, приведенного в альбоме НФХ для соответствующей температуры, ввод борной кислоты прекратить.

5.2.8 При отсутствии возможности нормального управления энергоблоком, например, в случаях отравления оперативного персонала газами, нападения на БПУ, блок должен быть остановлен аварийно.

5.2.9 В режимах нормальной эксплуатации при перепаде давления на ловушке сорбентов, не превышающем 0,5 МПа (5 кгс/см2) и при перепаде давления на фильтре, не превышающем 0,4 МПа (4 кгс/см2), запрещается выводить из работы установку СВО-1.

#### 5.2.10 При работе на мощности вся арматура системы аварийного газоудаления должна находиться в закрытом состоянии.

#### 5.2.11 Запрещается при работе на мощности одновременное открытие двух последовательно расположенных арматур на линиях системы YR.

#### 5.2.12 Граничная арматура на трубопроводе воздухоудаления из автономного контура ГЦНА закрыта на замки. Воздухоудаление производится ежесуточно в ночную смену с обязательной записью в оперативном журнале НС РО. Граничная арматура на трубопроводах воздухоудаления из автономного контура ГЦНА может открываться только по распоряжению НСБ.

#### 5.2.13 Быстродействующие задвижки на трубопроводах пассивной части САОЗ первой ступени (YT) должны быть открыты, их электросхемы собраны, введена блокировка на закрытие этих задвижек по снижению уровня в гидроемкостях САОЗ.

#### 5.2.14 Запрещается перемещение затворов быстродействующих задвижек YT11,12,13,14S001,002 от электропривода при перепаде давления на затворе более 25 кгс/см2.

#### В процессе эксплуатации реакторной установки при давлении 1-го контура более 6,9 МПа (70 кгс/см2) запрещается одновременное открытие арматуры на двух байпасных линиях обратных клапанов пассивной части САОЗ.

#### 5.2.15 При включении механизмов систем САОЗ или АПЭН должны включаться рециркуляционные системы охлаждения помещений САОЗ и АПЭН TL08D015,016, 019,020,014,017,018,021,023-026,035-038,039-042, UV31,32,33,34D001,002,003,004, UV31,32,33,34D009 и поддерживаться температура воздуха (35÷50) °С.

#### 5.2.16 Должна осуществляться постоянная продувка газового объёма барботёра по проектной схеме. Содержание водорода в газовом объёме барботёра не должно превышать нормированной величины (3 % объёмн.).

#### 5.2.17 При работе энергоблока на мощности должны быть постоянно прогреты зарезервированные паропроводы СН от ПРК и от БРУ-СН до коллектора пара собственных нужд.

#### 5.2.18 Не допускается попадание масла в трапы системы спецканализации.

5.2.19 При эксплуатации энергоблока в системе переработки трапных вод TR и системе переработки концентрированных отходов ТТ не допускается:

1) переполнение баков;

2) повышение давления в баках;

3) разуплотнение баков.

5.2.20 При мощности более 75 % в работе должна быть УПЗ.

5.2.21 В 1-ом контуре должен применяться восстановительный слабощелочной аммиачно-калиевый водно-химический режим с борной кислотой. Допустимое содержание водорода должно обеспечиваться поддержанием в 1-ом контуре равновесной концентрации аммиака, соответствующего по качеству директивным требованиям.

5.2.22 Во все растворы, вводимые при работе реактора в 1-ый контур без предварительной деаэрации, должен вводиться гидразин-гидрат в количестве, обеспечивающем двух-трехкратный его избыток по отношению к концентрации кислорода в этих растворах.

5.2.23 Допускается длительная работа при отключенных ПВД. При изменении нагрузки допускается работа ПГ при постоянной температуре питательной воды в соответствии с табл.5.2.23.1:

Таблица 5.2.23.1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Мощность, % от ном. | 0 | 6 | 30 | 50 | 70 | 80 | 90 | 100 |
| Температура питательной воды с включенными ПВД, °С | 164±4 | 164±4 | 164±4 | 170±5 | 200±5 | 206±5 | 218±5 | 220±5 |
| Температура питательной воды при отключенных ПВД, °С | 164±4 | | | | | | | |

#### 5.2.24 Запрещается производство любых ремонтных и наладочных работ в цепях включенных защит.

#### 5.2.25 После срабатывания САППЗ её работоспособность должна быть полностью восстановлена не позднее, чем через 72 часа, трубопроводы должны быть продуты сжатым сухим воздухом.

#### 5.2.26 Плановое отключение одного ГЦНА из трёх (четырех) работающих, подключение одного ГЦНА к двум (трём) работающим.

5.2.26.1 Отключение одного ГЦНА.

1) Перед отключением одного ГЦНА энергоблок должен быть разгружен до мощности реактора, не превышающей регламентируемого значения, соответствующего оставшемуся количеству работающих ГЦНА в соответствии с таблицей 3.2.1.1.1.

2) После отключения ГЦНА уставки защит по мощности должны быть выставлены на значения, соответствующие новому уровню мощности реактора в соответствии с п.5.2.6.

3) При каждом останове электродвигателя ГЦНА проконтролировать закрытие арматуры на линии подачи воды промконтура на электродвигатель ГЦНА по блокировке.

Допускается по письменному распоряжению ГИС отключение ПГ петли с неработающим ГЦНА по питательной воде, продувочной воде и по пару при условии перевода клапана БРУ-А на дистанционное управление. Уровень и качество воды в отключенном ПГ должны поддерживаться в установленных пределах.

После отключения ГЦНА, при закрытой арматуре на основных трубопроводах СВО-1 ТС60(70,80,90)S001 должна быть открыта арматура на линии байпаса ТС60(70,80,90)S002 для уменьшения температурных напряжений в патрубках подпитки 1-го контура.

5.2.26.2 Режим работы РУ с неполным числом петель.

Если петля с отключенным ГЦНА оставляется в “горячем” резерве, то должны выполняться следующие условия:

1) мощность реактора не должна превышать допустимого значения по количеству работающих ГЦНА;

2) на АКНП выставлены уставки в рабочем диапазоне согласно п.5.2.6;

3) поддерживается уровень в отключенном ПГ в пределах +100 мм от номинального уровня в ПГ.

ПГ должен подпитываться через основной патрубок от ЭПН (ВПЭН).

4) состояние СВО-1 в соответствии с п.п.3) п.5.2.26.1.

5.2.26.3 Подключение одного ГЦНА к двум или трём работающим:

1) Мощность реактора должна быть снижена до соответствующего уровня (до 20 % или 30 % - соответственно) от номинальной.

2) Состояние остальных систем и оборудования должно соответствовать требованиям раздела 5.1.

3) После подключения ГЦНА и стабилизации параметров энергоблока мощность реактора может быть увеличена до значения, соответствующего новому числу работающих ГЦНА, при этом уставки защит ЯППУ заранее выставить на значения, соответствующие новому уровню мощности в соответствии с п. 5.2.6.

5.2.27 При плановом отключении (подключении) ПВД должны выполняться следующие требования:

1) АРМ перед отключением ПВД должен быть переведен на работу в режиме поддержания постоянной нейтронной мощности.

2) Отключение ПВД по пару должно производиться таким образом, чтобы скорость изменения температуры корпуса ПВД не превышала допустимого значения (55 °С/ч).

3) Допускается длительная работа при отключенных ПВД. Температура питательной воды при отключенных ПВД не менее 160 °С.

4) Подключение ПВД должно производиться при работе АРМ в режиме поддержания постоянной нейтронной мощности с соблюдением требования по ограничению скорости изменения температуры корпуса ПВД не более 55 °С/ч.

5.2.28 Плановое отключение ЭПН без учёта резервного питательного насоса должно производиться с учётом следующих требований:

1) Перед отключением одного ЭПН энергоблок должен быть разгружен до мощности реактора, не превышающей 50 % от номинальной.

2) Останов ЭПН должен производиться с соблюдением ограничений, определенных инструкцией по эксплуатации.

5.2.29 Должен осуществляется контроль герметичности оболочек твэлов:

1) на работающем реакторе - периодический контроль активности теплоносителя;

2) на остановленном реакторе - контроль тепловыделяющих сборок с использованием СОДС.

Объём КГО во время ППР на остановленной РУ определяется в соответствии со следующими критериями:

5.2.29.1 Если по данным КГО на работающем реакторе в составе эксплуатируемой топливной загрузки негерметичные твэлы отсутствовали, КГО твэлов на остановленной РУ во время ППР не проводится как для отработавших, так и для оставляемых в активной зоне для дальнейшей работы ТВС.

5.2.29.2 Если результаты КГО на работающем реакторе показывают наличие в составе эксплуатируемой топливной загрузки негерметичных твэлов, то объём КГО во время ППР на остановленной РУ определяется уровнем суммарной удельной активности радионуклидов йода.

1) Проведение КГО твэлов всех ТВС, эксплуатировавшихся в составе данной топливной загрузки, является обязательным при выполнении условия - если какое-либо среднее значение удельной активности радионуклида йода-131 в теплоносителе первого контура, определенное для периода не менее трех суток при номинальных параметрах реактора и связанное с его выходом только из негерметичных твэлов – АI-131 превышало; АI-131 > 7,4×105 Бк/кг (2×10-5 Ки/кг), то необходимо проведение КГО твэлов всех ТВС эксплуатировавшихся в составе данной топливной загрузки.

2) КГО твэлов ТВС во время ППР может не проводиться:

- если значения удельной активности йода-131 и йода-134 в теплоносителе первого контура за весь период эксплуатации топливной загрузки одновременно не превышали уровень 1,0×10-6 Ки/кг;

- если в течение всего периода эксплуатации топливной загрузки не зарегистрирован «spike-эффект» и в процессе планового останова энергоблока измерения активности радионуклидов йода в теплоносителе 1 контура не подтвердили наличие «spike-эффекта», а так же если не было превышено соотношение между средними значениями удельной активности радионуклидов йода-131 к йоду-134 (А131/А134) более чем в 5 раз. Диагностика «spike-эффекта» производится по методикам, описанным в ИЭ по КГО.

3) В случаях, не подпадающих под действие пунктов 1) и 2), обязательно проведение КГО твэлов отработавших ТВС.

5.2.30 При работе энергоблока на мощности персонал обязан:

1) Осуществлять контроль за работой технологического, электротехнического оборудования, технических средств СКУ с целью выявления отклонений от предписанных режимов и принимать решения по их устранению.

2) Контролировать работу автоматических регуляторов.

3) Устанавливать причины срабатывания защит и блокировок, производить необходимые действия по приведению технологического оборудования в заданное состояние после срабатывания защит.

4) Периодически по утверждённому главным инженером АЭС графику проводить проверку работоспособности оборудования и систем в объёме, приведенном в разделе 10.2.

5) Контролировать водно-химический режим теплоносителя 1-го контура, при необходимости производить корректировку.

6) Контролировать водно-химический режим 2-го контура, при необходимости производить корректировку.

7) Контролировать радиационную обстановку на АЭС, величины среднесуточных и среднемесячных выбросов радиоактивных газов и аэрозолей из венттруб АЭС, активность сбрасываемых очищенных вод и не превышать установленных норм.

8) Производить обход, осмотр и обслуживание оборудования в объёме и с периодичностью, определяемыми инструкциями по эксплуатации оборудования.

9) Не реже одного раза в смену проводить контроль давления в МПП с записью результатов контроля в оперативном журнале.

10) Поддерживать эксплуатационные запасы сред и материалов, обеспечивающих работу энергоблока, требуемого качества.

11) Производить отмывку, взрыхление и регенерацию фильтров СВО и БОУ согласно инструкциям по их эксплуатации.

12) Ежесменно контролировать разделение трубопроводов высокого и низкого давления 1-го и 2-го контуров в доступных местах и по сигнализации в соответствии с инструкции по эксплуатации 1 контура.

13) Немедленно нажимать ключ АЗ, ПЗ в случае наличия критериев срабатывания АЗ, ПЗ по показаниям приборов и отсутствии соответствующего сигнала первопричины и действия АЗ, ПЗ.

14) При возникновении условий, вызывающих запуск САОЗ, и незапуске автоматически механизмов САОЗ оператор должен запустить их вручную.

15) Выводить в ремонт оборудование, выполнять подготовку рабочих мест для обеспечения ремонта, принимать рабочие места после окончания ремонта, проверять и вводить в резерв или работу отремонтированное оборудование.

16) При выводе в ремонт отдельного оборудования охлаждающих систем технической воды, промконтура принимать защитные меры для исключения вывода из строя ПИП АХК, боромеров, датчиков радиационного контроля из-за повышения температуры.

17) Осуществлять с помощью аппаратуры системы радиационного технологического контроля (АСТРК) непрерывный контроль герметичности оболочек твэлов по суммарной удельной гамма-активности теплоносителя первого контура.

18) Осуществлять периодический контроль изотопного состава сред 1-го и 2-го контуров методами радиохимического анализа проб.

19) Не реже одного раза в неделю производить контроль величины протечек из 1-го контура во 2-й контур по реперным радионуклидам.

При измеренной величине протечки в диапазоне от 0,5 кг/ч до 4,0 кг/ч контроль величины протечки производить не реже одного раза в сутки.

20) Контролировать температуру оборудования и конструкций РУ.

21) Контролировать наличие жидкости в бачках гидроамортизаторов.

Ежесменно контролировать положение поршней гидроамортизаторов. Расстояние между поршнем гидроамортизатора и торцом цилиндра не должно быть менее 20 мм.

22) Контролировать значения коэффициента неравномерности энерговыделения по объёму активной зоны Кvi, коэффициента неравномерности энерговыделения по ТВС Кqмакс., аксиального офсета (см. приложение E).

23) Контролировать положение отдельных ОР СУЗ в регулирующей группе и производить выравнивание их по высоте, не допуская рассогласования более 60 мм.

Контролировать положение отдельных ОР СУЗ из нерегулирующих групп на ВКВ. При проседании отдельных ОР СУЗ поднимать их на ВКВ в индивидуальном режиме. Ежемесячно проводить расхаживание приводов СУЗ.

24) Контролировать достаточность охлаждения приводов СУЗ за счёт работы системы вентиляции TL13.

25) Контролировать показатели качества паровой и водяной фазы КД в соответствии с таблицей F.13, приложения F.

26) При эксплуатации на мощности периодически должны контролироваться протечки через обратные клапаны на линиях САОЗ.

27) После каждого режима подачи воды в патрубок впрыска КД с температурой, отличающейся от температуры воды в КД более, чем на 90 °С, необходимо при очередном останове произвести проверку элементов патрубка впрыска и корпуса КД в районе патрубка, а также участка трубопровода впрыска в пределах действия теплоносителя с разностью температур более 90 °С с визуальным осмотром, цветной дефектоскопией и УЗД.

28) В процессе эксплуатации должен осуществляться регулярный контроль за состоянием антикоррозионного покрытия герметизирующей облицовки (при обнаружении следов нарушений - восстановить). При обнаружении отступлений от установленных требований по результатам обследований решение о дальнейшей эксплуатации принимает в установленном порядке эксплуатирующая организация.

Производить контроль качества теплоносителя первого контура, подпиточной воды первого контура, воды бассейна выдержки, водной и паровой сред компенсатора давления, качества раствора в баках аварийного запаса борной кислоты, концентрированного раствора борной кислоты, щелочного раствора спринклерной установки и раствора в гидроемкостях САОЗ в объёме и с периодичностью, указанными в приложении F.

В процессе эксплуатации должен осуществляться постоянный контроль остаточного ресурса элементов оборудования РУ с помощью подсистемы САКОР в составе СКУД.

5.2.31 Водно-химический режим 1-го и 2-го контуров при работе энергоблока на мощности.

5.2.31.1 Должен обеспечиваться водно-химический режим 1-го и 2-го контуров в соответствии с требованиями приложения F.

5.2.31.2 При отклонении показателей качества питательной и продувочной воды парогенераторов от нормируемых, указанных в таблицах F.15, F.16, F.18 и F.19 приложения F, установлены ограничения по эксплуатации блока.

5.2.31.3 Степень очистки турбинного конденсата должна обеспечивать непревышение показателей удельной электропроводимости конденсата на выходе из каждого ФСД величины 0,15 мкСм/см. При этом подключение фильтров БОУ по рабочей схеме после регенерации или простоя при значении этого показателя более 0,15 мкСм/см недопустимо.

5.2.31.4 Значения технологических параметров БОУ (КФ, ФСД, фильтров-ловушек ионитов) должны находиться в пределах, оговоренных документацией (паспортами) изготовителей оборудования и инструкцией по эксплуатации.

5.2.31.5 При соблюдении установленных норм качества питательной и продувочной воды парогенераторов допускается полное или частичное отключение конденсатоочистки.

5.2.32 Для поддержания водного режима ПГ должна быть обеспечена:

1) Непрерывная продувка каждого парогенератора из «солевого» отсека в холодном торце с расходом до 1 % (до 15 т/ч) от паропроизводительности с постоянным контролем расхода.

2) Периодическая продувка при необходимости - продувка из всех парогенераторов суммарной производительностью 60 т/ч, при этом из одного парогенератора должна обеспечиваться возможность продувки максимально до 45 т/ч.

Периодическая продувка парогенераторов должна осуществляться по объединенной линии продувки (карманов коллекторов и штуцеров корпуса парогенератора).

Периодичность включения и продолжительность периодической продувки должна определяться регламентом продувки после проведения испытаний совместной работы систем продувки и очистки продувочной воды на этапе пуско-наладочных работ.

При переходных и пусковых режимах эксплуатации реакторной установки расход непрерывной продувки парогенератора должен поддерживаться на максимально возможном уровне до достижения нормируемых показателей качества рабочей среды.

При отклонении качества продувочной воды отдельного парогенератора от требований норм водно-химического режима продувка из «солевого» отсека этого парогенератора должна увеличиваться максимально до 45 т/ч.

Должен быть обеспечен ввод необходимого количества корректирующих добавок химреагентов и эффективная деаэрация питательной воды. Введена в работу БОУ.

5.2.33 При любом режиме работы блока на каждом рабочем месте /ИУР, ИУТ и НСБ/ должен быть открыт видеокадр сигнализации и обеспечен своевременный прием и квитирование сигналов технологической сигнализации с выполнением действий в соответствии с инструкциями по эксплуатации.

5.2.34 Все ОР СУЗ, кроме ОР СУЗ рабочей группы (положение рабочей группы должно поддерживаться в соответствии с Приложением Е, рисунок Е2)с должны находиться ВКВ (при отсутствии сигнала УПЗ) При поступлении сигнала УПЗ происходит падение ОР СУЗ группы УПЗ, после чего они должны быть излечены на ВКВ за время не более 3 ч.

# 6 ОСТАНОВ И РАСХОЛАЖИВАНИЕ ЭНЕРГОБЛОКА

**6.1 Условия безопасной эксплуатации энергоблока при останове и расхолаживании энергоблока**

**6.1.1 Условия безопасной эксплуатации при переводе энергоблока в "горячее" состояние**

1) Останов энергоблока должен производиться с использованием АСУТ и САР при работе АРМ в режиме поддержания давления во 2-ом контуре.

Допускается снижать мощность реактора вводом рабочей группы ОР СУЗ, если АРМ неисправен.

2) Скорость снижения мощности реактора не должна превышать регламентированного значения в соответствии с таблицей 3.2.1.6.1.

3) При плановом останове энергоблока в “горячее” состояние должна быть обеспечена подкритичность реактора путём увеличения содержания борной кислоты в теплоносителе 1-го контура до величины не менее минимально-допустимой для “горячего” состояния для данного момента кампании, определяемой в соответствии с “Альбомом нейтронно-физических характеристик текущей топливной загрузки”.

4) При плановом останове энергоблока в “холодное” состояние должна быть обеспечена подкритичность реактора путём увеличения содержания борной кислоты в теплоносителе 1-го контура до величины 16÷18 г/дм3.

5) При останове энергоблока для планового ремонта и перегрузки топлива реактора должна быть обеспечена подкритичность реактора путём увеличения содержания борной кислоты в теплоносителе 1-го контура до стояночной концентрации 16 – 20 г/дм3.

6) В баках системы хранения теплоносителя TD11,12,13B001 подготовлен свободный объём (не менее 240 м3) для приёма сбрасываемых вод 1-го контура.

7) Перед остановом энергоблока на срок более трех суток для консервации конденсатно-питательного тракта необходимо в течение 24÷48 часов производить обработку рабочей среды 2-го контура гидразин-гидратом с поддержанием концентрации гидразина в питательной воде не менее 0,5 мг/кг. Катионитные фильтры и ФСД системы обессоливания турбинного конденсата могут отключаться с момента начала повышенного дозирования гидразин-гидрата. Парогенераторы в этот период должны поочерёдно продуваться с максимально-возможным расходом. Дозирование аммиака при этом не производится.

В период указанной обработки рабочей среды допускается увеличение значения рН (при 25 С) в питательной воде до значения 9,8, а в продувочной воде - до 9,4.

При кратковременных остановах энергоблока на срок менее трёх суток обработку рабочей среды гидразин-гидратом можно не производить.

**6.1.2 Условия безопасной эксплуатации в процессе расхолаживания реакторной установки**

6.1.2.1 При расхолаживании оборудование реакторной установки должно удовлетворять следующим требованиям:

1) До начала расхолаживания концентрация борной кислоты должна быть увеличена до значений, определяемых в соответствии с п.п. 6.1.1. п.п. 4-5);

2) Отключены все трубопроводы низкого давления вспомогательных систем РУ с помощью граничной арматуры этих систем от трубопроводов высокого давления за исключением:

а) при температуре теплоносителя в горячих петлях реактора не более 130 °С разрешается вводить в работу систему TH;

b) при достижении давления в 1-ом контуре 20 кгс/см2 на время создания азотной подушки в КД подключается линия подачи азота в КД;

c) при температуре теплоносителя в 1-ом контуре менее 150 °С объединены аварийные сдувки реактора и ПГ.

3) В КД паровая или азотная подушка, уровень в КД - 11200 мм (отсчет уровня от нижней внутренней образующей корпуса КД), готовы к работе ИПУ КД.

4) Не менее двух ГЦНА в работе, остальные готовы к работе, на них подана охлаждающая вода и уплотняющая вода.

Допускается отключать ГЦНА, прекращать принудительную циркуляцию через активную зону реактора на время подключения к 1-му контуру системы планового расхолаживания.

5) Фильтры установки байпасной очистки воды 1-го контура (СВО-1) введены в работу на петлях с включенными ГЦНА.

Допускается вывод из работы СВО-1 на петлях с включенными ГЦНА.

На нитках СВО-1, выведенных из работы, для обеспечения расхолаживания ниток параллельно с расхолаживанием 1-го контура расход через нитки осуществляется по байпасу - открыты TC60(70,80,90)S002,004,005,006.

6) Уровень в каждом ПГ - (3700÷3800) мм. Готовы к работе ПК ПГ, БРУ-А,   
БРУ-К, БРУ-СН.

7) В процессе расхолаживания регулятор расхолаживания КД должен поддерживать разность температур воды в КД и теплоносителе 1-го контура 55 °С.

8) Скорость расхолаживания РУ не должна превышать регламентированного проектом значения 30 °С в час.

9) Разность между температурой металла верхней и нижней части корпусов   
КД менее 85 °С, ПГ – менее 40 °С.

10) Разность между температурой питательной воды и температурой котловой воды в ПГ не должна превышать допустимого значения 120 °С. Подача питательной воды в ПГ должна осуществляться непрерывно от ВПЭН с помощью пускоостановочных регуляторов в автоматическом режиме.

11) Если в КД отсутствует азотная подушка, то расхолаживание ГЦК должно производиться так, чтобы температура воды в КД превышала температуру воды в ГЦК на (15÷70) °С.

12) В течение всего процесса расхолаживания должна работать система охлаждения оборудования верхнего блока, шахтного объёма реактора TL03, TL13.

13) При температуре теплоносителя 1-го контура менее 200 °С работа более трёх ГЦНА запрещается.

14) При наличии азотной подушки в КД концентрация растворенного в теплоносителе 1-го контура газа не должна превышать допустимого значения по условиям прекращения циркуляции в автономном контуре ГЦНА (20 мг/кг).

Периодически производить сдувку газов из автономного контура ГЦНА.

15) К моменту достижения температуры воды в ГЦК значения (60÷70) °С состояние систем и оборудования энергоблока должно как минимум отвечать требованиям, изложенным в п. 4.1.1 для “холодного” состояния энергоблока.

16) Производить тщательное газоудаление из 1-го контура и дегазацию теплоносителя. При этом, в целях исключения взрывоопасных концентраций водорода в 1-ом контуре в режиме “холодного” состояния обеспечить:

а) Запрещается одновременный ввод борной кислоты и расхолаживание энергоблока.

b) после сброса давления и снижения уровня в реакторе до главного разъёма необходимо обеспечить в течение времени не более суток демонтаж ВБ или разборку трех центральных приводов СУЗ с извлечением блока перемещения и организовать продувку азотом по тракту: система азота – реактор - чехлы приводов СУЗ - ЦЗ, с контролем концентрации водорода в воздухе ЦЗ;

c) в случае необходимости длительной стоянки реактора в собранном состоянии с пониженным уровнем воды в реакторе – верхняя образующая холодных патрубков, вентиляцию реактора и вентиляцию ПГ организовать по тракту: система азота – горячие коллектора воздушников каждого ПГ - реактор - чехлы трёх приводов СУЗ - ЦЗ, с контролем концентрации водорода в воздухе ЦЗ.

17) В процессе расхолаживания не допускать превышения давления сверх приведенного на графике приложения H.

**6.1.3 Условия безопасной эксплуатации энергоблока в состоянии “останов для ремонта”**

#### 6.1.3.1 Состояние систем и оборудования реакторной установки:

1) Реактор подкритичен. При останове энергоблока для планового ремонта и перегрузки топлива реактора должна быть обеспечена подкритичность реактора путём увеличения содержания борной кислоты 1-го контура до величины не менее 16 г/дм3. Организационно-техническими мероприятиями исключить попадание в активную зону сред с концентрацией борной кислоты ниже 16 г/дм3 (в соответствии с ИЭ РУ).

2) Первый контур разуплотнен, давление в ГЦК - атмосферное, температура на выходе из реактора - не более 70 °С.

3) Ремонт арматуры на трубопроводах, соединённых с 1-ым контуром (первая по ходу со стороны 1-го контура), патрубки которых на ГЦТ врезаны ниже верхней образующей «холодных» ниток ГЦТ, производить при условии полной выгрузки ТВС из активной зоны.

4) При проведении ремонтных работ, требующих снижения уровня теплоносителя более, чем на 300 мм от отметки ГРР, но не ниже верхней образующей холодных патрубков реактора, не ранее 138 часов после останова реактора организовать циркуляцию теплоносителя с расходом (350÷400) м3/ч по “ремонтной схеме”: подача воды в реактор сверху активной зоны от насоса системы TH, отвод воды - через “холодную” нитку петли ГЦТ, обеспечивая контроль и непревышение температуры не более 70 °С на входе в теплообменник TH10,20,30,40В003. Соблюдать меры по недопущению образования пожаровзрывоопасных концентраций водорода (см. п. 6.1.2.1 п.п. 16).

5) При проведении внутреннего осмотра КД, ГЕ САОЗ и коллекторов ПГ необходимо тщательно продуть (провентилировать) воздухом трубопроводы и ёмкости.

6) После снятия верхнего блока реактора и БЗТ осуществлять контроль плотности нейтронного потока с помощью блоков детектирования СКП, установленных в каналы отражателя (выгородки) шахты реактора и при помощи блоков детектирования АКНП.

7) Обеспечить автоматический контроль уровня теплоносителя в реакторе с регистрацией на БПУ – минимальное значение уровня в реакторе 600±50 мм выше оси «холодных» патрубков реактора.

При перегрузке ТВС уровень воды в отсеках бассейна выдержки и перегрузки должен поддерживаться не менее 3000 мм от верха транспортируемой отработавшей ТВС. Это соответствует отметке не ниже +21,000 м (-0,1 м).

#### 6.1.3.2 Состояние главной схемы электрических соединений и схемы электроснабжения собственных нужд энергоблока соответствует требованиям, предъявляемым в режиме "холодное" состояние" (см. п. 4.1.1.2).

#### 6.1.3.3 Состояние САЭ и СБ должно удовлетворять требованиям, предъявляемым в режиме “холодное” состояние (см. п. 4.1.1.3, 4.1.1.4).

#### Допускается прекращение принудительной циркуляции через активную зону реактора на время проведения переключений по переводу расхолаживания с одного канала системы отвода остаточного тепла (TH) на другой. При этом контролировать температуру на выходе из реактора, которая не должна превышать 80 °С. Допустимое время прекращения циркуляции - не более 2,5 часа при уровне теплоносителя не ниже верхних образующих холодных патрубков реактора.

#### Допускается прекращение расхолаживания БВ на время проведения переключений на системе охлаждения бассейна выдержки, но не более, чем на три часа с постоянным контролем температуры РБК в БВ, которая не должна превышать 70 °С.

#### При необходимости корректировки ВХР БВ при отсутствии работ по перегрузке топлива в БВ, допускается снижение уровня в БВ до отметки не ниже +19,0 м на время, необходимое для корректировки ВХР в БВ, но не более 24 часов, при работающей в штатном режиме системе охлаждения БВ TH18(28,38,48) и постоянном контроле температуры РБК в БВ, не превышающей 50 °С.

#### При полной выгрузке топлива из реактора время прекращения принудительной циркуляции не ограничивается.

#### 6.1.3.4 Один канал СБ может быть выведен в ремонт на время, определяемое настоящим регламентом.

#### 6.1.3.5 Помещения, в которых размещено оборудование работоспособных каналов СБ закрыто для доступа посторонних лиц.

#### 6.1.3.6 Для отвода остаточных тепловыделений от активной зоны и от БВ должны находиться в работе:

#### - один канал подсистемы низкого давления TH10(20,40) (с работающим насосом TH10(20,40)D001 или TH18(28,48)D001) – для отвода остаточных тепловыделений от а.з. по схеме планового расхолаживания первого контура и один канал подсистемы низкого давления TH10(20,30,40) (с работающим насосом TH18(28,38,48)D001 - для охлаждения воды бассейна выдержки.

#### - в резерве должен находиться один канал подсистемы низкого давления TH10(20,40) (с готовым к работе насосом TH10(20,40)D001 или TH18(28,48)D001, подключенный по схеме планового расхолаживания к первому контуру.

#### - при полной выгрузке активной зоны отвод тепла от БВ осуществляется двумя каналами системы TH18(28,38,48) (в случае недостаточности производительности одного канала).

**6.1.4 Обязанности персонала при выполнении операций по останову и расхолаживанию энергоблока**

#### Обязанности персонала в каждом конкретном режиме РУ соответствуют требованиям, изложенным в главе 4. В процессе планового останова и расхолаживания энергоблока необходимо также выполнить все периодические испытания и проверки оборудования согласно разделу 10.2.

#### После ремонта или простоя свыше 10 суток должны быть проверены:

1) исправность тепловой изоляции;

2) состояние индикаторов тепловых перемещений;

3) исправность и отсутствие посторонних предметов в опорах ГЦНА, ПГ;

4) свобода температурных перемещений оборудования и трубопроводов;

5) показания датчиков измерения температурных перемещений и их соответствие реальной температуре 1-го контура;

6) состояние арматуры на линиях отбора проб;

7) состояние дренажей и воздушников;

8) состояние приборов теплового контроля.

Выявленные при осмотре замечания должны быть устранены.

**6.2 Порядок действий, правила и основные приёмы проведения операций по останову и расхолаживанию энергоблока**

**6.2.1 Плановый перевод энергоблока из состояния “работа на мощности” в “горячее” состояние**

1) Перед остановом блока на срок более трех суток для консервации конденсатно-питательного тракта необходимо в течение 24÷48 часов производить обработку рабочей среды 2-го контура гидразин-гидратом с поддержанием концентрации гидразина в питательной воде не менее 0,5 мг/дм3. Катионитные фильтры и ФСД системы обессоливания турбинного конденсата должны быть отключены с момента начала повышенного дозирования гидразин-гидрата. Парогенераторы в этот период должны поочерёдно продуваться с максимально-возможным расходом. Дозирование аммиака при этом не производится.

В период указанной обработки рабочей среды допускается увеличение значения рН (при 25 С) в питательной воде до значения 9,8, а в продувочной воде - до 9,6.

При кратковременных остановах блока на срок менее трёх суток обработку рабочей среды гидразин-гидратом можно не производить.

2) Разрешение на плановый останов блока даёт ГИС после получения им соответствующего разрешения диспетчерских служб.

3) Операции по разгрузке блока и его останову производятся оперативным персоналом по письменному распоряжению НСБ.

4) Снижение мощности блока должно производиться путём изменения задания мощности турбогенератора на пульте ЭЧСР со скоростью не более 3 % Nном в минуту.

5) Периодическим вводом раствора борной кислоты в 1-ый контур поддерживать рабочую группу ОР СУЗ в зоне регулирования в соответствии с пунктом Е.5.2.1.1. и рис. Е.2 приложения Е.

6) Давление пара в ПГ находится в регламентированных пределах и поддерживается совместной работой АРМ и ЭЧСР.

7) При электрической мощности ТГ 600÷700 МВт открыть байпасы ПВД, затем отключить ПВД по питательной воде и по пару.

8) Контролировать автоматическое выполнение операции по останову систем и оборудования второго контура:

- отключение второго КЭН II ступени (в работе остается один КЭН II ступени);

- отключение второго КЭН I ступени (в работе остается один КЭН I ступени);

- отключение ПЭН;

- включение БРУ-СН и закрытие задвижки на паропроводе III отбора.

9) Отключение последнего ЭПН производится после включения ВПЭН при мощности не более 5 % Nном.

10) Разгрузка и отключение турбины должны производиться с выполнением требований ИЭ турбоустановки.

11) После отключения турбины отключить АРМ и дальнейшее снижение мощности производить вводом борной кислоты в 1-ый контур.После уменьшения мощности реактора менее 1 % Nном. РУ находится в состоянии "на МКУ".

12) Дальнейшим вводом борной кислоты в 1-ый контур перевести реактор в "горячее" состояние.

13) После создания необходимой стояночной концентрации борной кислоты в теплоносителе 1-го контура выровнять концентрации борной кислоты в КД и 1 контуре, оставить в работе не менее двух ГЦНА и все ОР СУЗ опустить на НКВ. Проверить время падения ОР СУЗ. Время падения ОР СУЗ находится в пределах 1,2-4 с.

14) Выполнить мероприятия по непопаданию дистиллята в 1-ый контур в соответствии с требованиями ИЭ 1 контура.

**6.2.2 Плановый перевод энергоблока из “горячего” состояния в “холодное” состояние**

#### 6.2.2.1 Расхолаживание энергоблока.

1) Расхолаживание реактора запрещается, если концентрация борной кислоты в теплоносителе первого контура менее величины 16÷18 г/дм3, определяемой в соответствии с п.п. 6.1.1 4) и 5).

Обеспечить выравнивание концентраций РБК в КД, ГЦК и деаэраторе подпитки.

2) В процессе расхолаживания контролировать непревышение предельных значений параметров и характеристик систем и оборудования, приведенных в разделе 3 и в приложении B.

3) В течение всего процесса расхолаживания должны работать все вспомогательные системы ГЦНА.

4) При плановом расхолаживании РУ все вентиляционные системы, системы кондиционирования и рециркуляционные системы охлаждения воздуха должны оставаться в работе. Должна работать система охлаждения оборудования верхнего блока, шахтного объёма реактора.

5) Заполнить КД до уровня 11200 мм (отсчет уровня от нижней внутренней образующей корпуса КД) и поддерживать его в течение всего режима расхолаживания.

6) До начала расхолаживания парогенераторы заполнить до максимально возможного контролируемого уровня 3700 - 3800 мм.

В дальнейшем этот уровень поддерживать в течение всего режима расхолаживания.

7) Отключить регулятор давления в 1-ом контуре, включить регулятор расхолаживания КД и путём впрыска теплоносителя с напора ГЦНА начать расхолаживание КД. При достижении разности температуры в КД и температуры теплоносителя 1-го контура 55 °С начать сброс пара из парогенераторов через БРУ-К в конденсатор турбины в количестве, обеспечивающем скорость расхолаживания теплоносителя реакторной установки не более 30 °С/ч.

Подпитку парогенераторов осуществлять из деаэратора. Температура питательной воды должна равномерно снижаться с 160 °С до 40 °С.

8) При температуре теплоносителя в 1-ом контуре менее 150 °С объединить аварийные сдувки реактора и ПГ.

9) В процессе расхолаживания РУ должен быть обеспечен минимально-возможный перепад температур на патрубках подпитки 1-го контура и организована работа системы подпитки-продувки 1-го контура с максимально-возможной производительностью (60 т/ч) при сохранении необходимого уровня в КД.

10) При давлении в 1-ом контуре (8,8÷9,8) МПа ((90÷100) кгс/см2) произвести отключение ГЕ САОЗ от реактора. Во избежание «холодной» переопресовки 1-го контура разобрать электросхемы электропитания запорной арматуры:

* + на трубопроводах пассивной части САОЗ 1-ой ступени YT11,12,13,14S001,002, запереть на замки, вывесить предупредительные плакаты;
  + на трубопроводах пассивной части САОЗ 2-ой ступени TH16,17,26,27,36,37,46,47S001,002, запереть на замки, вывесить предупредительные плакаты.

11) При достижении давления над активной зоной 1,96 МПа (20 кгс/см2) (температура в КД – 210 °С, первого контура 155 °С) открыть арматуру на линии подачи азота в КД.

Температура азота - (20÷60) °С. Объём подаваемого азота, приведенный к давлению 20 кгс/см2, - 4 м3, время подачи - 4 часа.

12) В дальнейшем расхолаживание КД производить со скоростью 30 °С/ч без поддержания разности температур между КД и теплоносителем 1-го контура.

Если в КД отсутствует азотная подушка, то расхолаживание КД должно производиться так, чтобы температура РБК в КД превышала температуру РБК в ГЦТ на величину не менее 15 °С, но не более 70 °С.

13) В процессе расхолаживания РУ произвести попеременную периодическую продувку всех ПГ с максимальным расходом продувки. Продувку ПГ каждой петли осуществлять с момента начала расхолаживания до достижения температуры первого контура величины около 100 °С.

14) Расхолаживание РУ производить по следующему алгоритму:

* 1-й этап расхолаживания: расхолаживание РУ от 280 0С до 130 0С производить сбросом пара из парогенераторов через БРУ-СН в коллектор СН и через БРУ-К в конденсатор турбины (при срыве вакуума в конденсаторе, через БРУ-А в атмосферу);
* 2-й этап расхолаживания: расхолаживание РУ от 130 0С до 70 0С при двух работающих ГЦНА и давлении в первом контуре 1,47 – 1,8 МПа (15 – 18,4 кгс/см2) производить работой одного насоса системы ТН10,20,40 с производительностью насоса не менее 700 м3/ч и сбросом пара из парогенераторов через БРУ-К в конденсатор. Разность температур между теплоносителем первого контура и водой, подаваемой из контура ТН10,20,40, должна составлять не более 30 0С.

Разница температур воды в подключенном резервном канале ТН10,20,40 (в резервном для случая отказа работающего канала в режиме планового расхолаживания) и в 1-м контуре не должна превышать 60 0С.

Этап расхолаживания со сбросом пара из ПГ в конденсаторы турбины при работающих ГЦНА заканчивается на уровне температур во 2-м контуре 60 -70 0С.

Дальнейшее расхолаживание ПГ осуществлять за счет многократного водообмена.

15) Отвод остаточных тепловыделений от активной зоны реактора после отключения ГЦНА при температуре теплоносителя на выходе из активной зоны 70 0С производить:

- работой одного насоса системы ТН10,20,40 производительностью не менее 700 м3/ч с поддержанием давления в первом контуре 1,0 – 1,5 МПа;

- работой двух каналов системы ТН10,20,40 при атмосферном давлении в первом контуре с расходом воды, подаваемой в первый контур – не менее 350 м3/ч от каждого из насосов при одновременно открытой линии рециркуляции насосов «на себя» через арматуру TH10,20,40S010 с соблюдением следующих условий:

а) суммарный расход насоса, замеряемый на расходомерной шайбе TH10(20,40)F001 на напоре насоса, должен быть не менее 700 м3/ч;

b) при этом расход на первый контур и на линию рециркуляции распределяется примерно поровну;

c) необходимую скорость расхолаживания активной зоны обеспечивать регуляторами TH10,20,40S007,008;

d) контроль режима расхолаживания активной зоны осуществлять по штатным приборам термоконтроля систем ТН10,20,40.

16) При работе на азотной подушке контролировать концентрацию растворенного в теплоносителе 1-го контура газа. Концентрация азота не должна превышать допустимого значения 20 мг/кг (по условиям прекращения циркуляции в автономном контуре ГЦНА). Должна производится постоянная сдувка газов из автономного контура ГЦНА.

17) При температуре 1-го контура менее 130 °С разобрать электросхемы насосов систем TH15,25,35,45, TW10,20,30,40, RS10,20,30,40 и ТЭН КД.

18) Отключить оставшиеся в работе ГЦНА при достижении температуры воды в ГЦК на выходе из а.з. реактора (60÷70) °С.

Система TH остается в работе в режиме отвода остаточных тепловыделений активной зоны, стабилизировать температуру теплоносителя на выходе из ТВС не более 70°С.

19) После отключения всех ГЦНА дальнейшее расхолаживание должно производиться с учётом следующих требований:

а) расхолаживание КД должно производиться подачей воды от системы подпитки 1-го контура до температуры (60÷70) °С;

b) давление в ГЕ САОЗ 1-ой ступени должно быть снижено до регламентированного значения 3,4 МПа (35 кгс/см2).

Допускается давление в ГЕ САОЗ не снижать, при этом быстродействующие задвижки YT11,12,13,14S001,002 должны быть закрыты, разобраны электросхемы, а сами задвижки закрыты на замок, дренажи между задвижками открыты.

20) Снижение уровня в ПГ до номинального значения или его дренирование разрешается после расхолаживания 1-го и 2-го контуров до (60÷70) °С.

21) Необходимое качество воды 1-го контура в стояночном режиме должно быть обеспечено при расхолаживании РУ путём ввода необходимых реагентов на всас подпиточных насосов. Также должно быть обеспечено качество воды 2-го контура.

В процессе планового останова энергоблока персонал должен обеспечить консервацию оборудования в соответствии с п. 6.1.1.7.

22) В процессе расхолаживания не допускать превышения давления сверх приведенного на графике приложения H.

#### 6.2.2.2. На этапе расхолаживания энергоблока по утверждённым программам выполнить проверки и испытания оборудования и систем в объёме, приведенном в разделе 10.2.

**6.2.3 Консервация парогенераторов**

#### 6.2.3.1 В процессе эксплуатации для проведения перегрузок топлива, технического освидетельствования и ремонтов оборудования возможны кратковременные (до 15 суток) и длительные (от 15 суток до 3 месяцев) остановы энергоблока на ППР.

#### 6.2.3.2 В зависимости от длительности останова персоналом АЭС должен быть разработан конкретный режим консервации каждого ПГ в соответствии с технологической схемой работ в период проведения ППР на остановленном энергоблоке.

#### 6.2.3.3 Проведение консервации ПГ в период останова энергоблока необходимо заактировать и отразить в оперативных журналах на БПУ.

#### 6.2.3.4 Консервация парогенераторов в период кратковременных остановов энергоблока (до 15 суток)

#### 6.2.3.4.1 Парогенераторы, для которых не предусматривается разуплотнение люков-лазов на период останова, оставить заполненными питательной воды до уровня 3700-3800 мм.

#### 6.2.3.4.2 Консервацию парогенераторов, для которых предусматривается разуплотнение люков-лазов для производства работ внутри их, производить по методу «сухой консервации» следующим образом:

- после завершения расхолаживания реакторной установки при температуре низа корпуса ПГ 80 °С и при открытом клапане БРУ-А сдренировать ПГ по второму контуру;

- осушить ПГ за счет тепла нагретого металла.

Подача воздуха по системе продувок ПГ обеспечит более эффективный вынос влаги за пределы ПГ, чем в случае, когда открывается только БРУ-А.

#### 6.2.3.4.3 Повторное заполнение ПГ после проведения работ внутри его производить химобессоленной водой с содержанием хлорид-иона не более 50 мкг/кг.

#### 6.2.3.5 Консервация парогенераторов в период длительных остановов энергоблока

#### 6.2.3.5.1 Консервацию ПГ на период длительных остановов энергоблока производить одним из следующих способов:

- «сухая консервация»;

- «мокрая консервация».

#### 6.2.3.5.2 При необходимости проведения технического освидетельствования или ремонтных работ внутри ПГ консервацию ПГ производить по методу «сухой консервации», согласно требований п. 6.2.3.4.

#### 6.2.3.5.3 При невозможности проведения «сухой консервации», произвести осушку ПГ с помощью горячего воздуха, подаваемого калорифером в нижнюю часть ПГ через люки-лазы.

#### 6.2.3.5.4 Один раз в неделю производить контроль относительной влажности воздуха в ПГ, которая не должна превышать 60 %.

#### 6.2.3.5.5 При повышении относительной влажности воздуха до 70 % продолжительность консервации ПГ не должна превышать 1 месяца. Для снижения относительной влажности воздуха до величины не более 60 % необходимо провести повторную осушку ПГ горячим воздухом, согласно п. 6.2.5.5.2.

#### 6.2.3.5.6 В случае, если разуплотнение ПГ по второму контуру не предусматривается, произвести «мокрую консервацию» ПГ, для чего заполнить его, включая коллектор пара, обессоленной водой с содержанием хлорид-иона не более 50 мкг/кг и с добавлением в нее аммиака до величины рН 10,5-11,0.

#### 6.2.3.6 Информация о проведении консервации ПГ должна отражаться в оперативных журналах на БПУ и в журналах химического контроля. Составляется акт о проведении консервации ПГ.

**6.2.4 Химическая промывка парогенераторов**

#### Допустимая величина отложений на теплообменных трубах не должна превышать 100 г/м2 на любом из контролируемых участков трубного пучка.

#### Исходя из того, что в оборудовании конденсатно-питательного тракта медьсодержащие конструкционные материалы отсутствуют и отложения на теплообменных трубах ПГ будут состоять преимущественно из соединений железа, то для ПГ принята химическая промывка при расхолаживании РУ.

#### Химическая промывка ПГ со стороны второго контура в период расхолаживания РУ перед остановом энергоблока на ППР проводится с целью удаления с теплообменных труб отложений продуктов коррозии при достижении удельной загрязненности 100 г/м2 на любом контролируемом участке.

#### При проведении химической промывки ПГ при расхолаживании РУ удаляется до 80-100 г/м2 отложений продуктов коррозии. Периодичность промывки каждого ПГ определяется по результатам коррозионного обследования внутренних поверхностей ПГ, оформленным соответствующими протоколами, но не реже 1 раза в 4 года.

#### Состав промывочного раствора уточняется на основании результатов контроля состояния внутренних поверхностей ПГ по второму контуру, проводимого в ППР, предшествующий химической промывке. При этом оценивается удельная загрязненность и химический состав отложений, которые учитываются при расчете количества реагентов промывочного раствора.

#### Эффективность химической промывки (полноты удаления отложений) оценивается путем сопоставления исходной удельной загрязненности теплообменных труб перед промывкой, определяемой по результатам осмотра ПГ в предшествующий ППР, с остаточной удельной загрязненностью теплообменных труб, определяемой по результатам осмотра ПГ после проведения химической промывки.

#### При этом по результатам анализа промывочных растворов определяется количество удаленных продуктов коррозии с теплообменных труб ПГ по второму контуру в результате промывки.

**6.2.5 Порядок действий, правила и основные приёмы проведения операций по переводу энергоблока из “холодного” состояния в состояние “останов для ремонта”**

#### 6.2.5.1 Разуплотнение ГЦК.

1) Снизить давление в 1-ом контуре до атмосферного при температуре теплоносителя на выходе из реактора (60÷70) С.

2) Сдренировать теплоноситель 1-го контура до уровня ниже ГРР на (200÷300) мм, но не ниже верхней образующей холодных патрубков реактора.

3) Перед разуплотнением ГЦК отключить шлейфы от приводов СУЗ, СВРД, демонтировать съёмные части блоков изоляции воздуховодов охлаждения приводов СУЗ, а также блок электроразводок и воздушник реактора.

4) При разуплотнении ГЦК для проведения ремонтных работ на оборудовании 1-го контура, требующих снижения уровня теплоносителя более, чем на 300 мм от отметки ГРР без разборки реактора или с разборкой реактора, кроме выполнения условий пп. 1, не ранее 138 часов после останова реактора, должна быть организована циркуляция теплоносителя с расходом 350-400 м3/ч по “ремонтной схеме”: подача воды в реактор сверху активной зоны от насоса системы TH, отвод воды - через “холодную” нитку петли ГЦТ, а дренирование воды в ГЦК произведено до уровня не ниже верхней образующей входных (“холодных”) патрубков реактора. При этом должны соблюдаться меры по недопущению образования взрывоопасных концентраций водорода (см. п. 6.2.3.1, пп. 25).

5) запрещается разуплотнение РУ без предварительного неоднократного удаления радиоактивных газов из ГЦК и при неработающей системе газоочистки.

6) перед разуплотнением реактора должен быть произведен не менее чем трехкратный цикл снижения/повышения уровня в 1 контуре для обеспечения дегазации теплоносителя.

7) снятие крышки реактора допускается производить:

- через 72 часа после остановки реактора при условии работы двух каналов системы ТН10,20,40 и нахождении в резерве третьего канала системы ТН10,20,40 отвода тепла от реактора;

- через 138 часов после останова реактора при условии работы одного канала системы ТН10,20,40 и нахождении в резерве второго канала системы ТН10,20,40 отвода тепла от реактора.

# 7 ПЕРЕГРУЗКА ТОПЛИВА

**7.1 Входной контроль и хранение свежих ТВС**

#### 7.1.1 На АЭС должен обеспечиваться стопроцентный учёт ядерного топлива и его перемещения в пределах АЭС.

#### 7.1.2 Приемка, первичный входной контроль и хранения ТУКов со свежими ТВС, ПС СУЗ и СВП до транспортировки их в реакторное отделение АЭС осуществляется в отдельно стоящем ХСТ.

#### 7.1.3 ТУКи со свежим топливом располагаются горизонтально на отведенных местах группами (по 16 штук в группе, не более). Расстояние между группами - не менее 2,5 м. Упаковки по высоте располагаются не более, чем в четыре яруса.

#### 7.1.4 Первичный входной контроль включает в себя:

#### - проверку комплектности отгрузочной документации;

#### - приемка ТУКов по количеству;

#### - внешний осмотр ТУКов (проверка сохранности пломб, наличие этикеток и сопроводительных надписей, состояние внешних поверхностей упаковок);

#### - проверка показаний индикаторов для контроля величины ударов и сотрясений, которым подвергались ТУКи с ТВС во время транспортировки на площадку АЭС.

#### 7.1.5 Свежее топливо в количестве (~ 60 ТВС), необходимом для проведения очередной перегрузки, хранится в ХСТ, расположенном в реакторном отделении.

#### 7.1.6 Свежие ТВС извлекаются из ТУКов на отметке + 21,5 м центрального зала, затем помещаются в стапель ХСТ реакторного отделения, где производится окончательный входной контроль. Из стапеля ТВС помещаются в пеналы-ячейки стеллажа ХСТ реакторного отделения.

#### 7.1.7 При проведении входного контроля контролируются:

1) габаритные, присоединительные и установочные размеры ТВС, ПС СУЗ и пучков СВП;

2) суммарное отклонение формы и расположение поверхностей ТВС;

3) проходимость центральной трубы и трубы под СВРД;

1. проходимость каналов ТВС;
2. сцепление с головкой ПС СУЗ (пучка СВП);
3. правильность расположения ПС СУЗ (пучка СВП) в ТВС;
4. внешний вид ТВС, ПС СУЗ, пучка СВП;
5. маркировка ;
6. сцепление с головкой ТВС.

#### 7.1.8 При хранении и выполнении транспортно-технологических операций с ТВС, ПС СУЗ и пучками СВП системы вентиляции (TL22,32) должны поддерживать в ХСТ РО следующие параметры окружающей среды: температура воздуха в пределах от плюс 10 до плюс 35 °С, влажность воздуха не более 95 %..

7.1.9 Весь комплекс транспортно-технологических, контрольных и вспомогательных операций при проведении контроля свежего топлива на АЭС должен проводиться в соответствии с утвержденной Рабочей программой, с учетом требований руководства завода-изготовителя 0401.16.00.000 РЭ "Комплекс составных частей активной зоны ВВЭР-1000 (тип В-446). Руководство по эксплуатации".

7.1.10 Пребывание свежих ТВС, включая запасные, в атмосфере реакторного отделения в процессе входного контроля и приемки топлива, от вскрытия ТУК до установки в воду в реактор или в БВ, допускается не более 1 месяца.

**7.2 Условия безопасной эксплуатации при перегрузке топлива реактора**

#### Ядерная безопасность работ при перегрузке реактора обеспечивается необходимой подкритичностью активной зоны реактора не менее 2 % dk/k (без учёта погруженных ПС СУЗ), которая поддерживается введением в воду первого контура и БВ жидкого поглотителя - борной кислоты при концентрации не менее 16 г/дм3. Взаимное расположение ячеек стеллажей БВ обеспечивает подкритичность не менее 5 % dk/k.

В БВ имеются ячейки для выгружаемых ТВС, а также свободные ячейки (не менее 163 шт.) для аварийной выгрузки активной зоны.

#### 7.2.1 До начала операций по перегрузке топлива должны быть выполнены следующие требованиям по состоянию систем и оборудования:

1) Реактор подкритичен, ВБ и БЗТ извлечены.

2) В течение всего времени работы с топливом, ПС СУЗ, пучками СВП в реакторе обеспечен контроль плотности потока нейтронов и периода нарастания мощности реактора с использованием следующих технических средств комплекса АКНП:

а) 6 каналов диапазона источника АКНП (БД размещены в каналах ИК).

b) 6 каналов внутриреакторной СКП (БД размещены внутри корпуса реактора).

3) Выполнены мероприятия по предотвращению неконтролируемого попадания “чистого” конденсата в реактор, первый контур, бассейн выдержки, шахту ревизии ВКУ (в соответствии с ИЭ РУ).

4) Электроснабжение собственных нужд энергоблока осуществляется от энергосистемы через ТСН или РТСН.

5) Состояние СБ должно удовлетворять требованиям, предъявляемым в режиме “холодное” состояние.

#### Для отвода остаточных тепловыделений от активной зоны и от БВ должны находиться в работе:

#### - один канал подсистемы низкого давления TH10(20,40) (с работающим насосом TH10(20,40)D001 или TH18(28,48)D001) – для отвода остаточных тепловыделений от а.з. по схеме планового расхолаживания первого контура и один канал подсистемы низкого давления TH10(20,30,40) (с работающим насосом TH18(28,38,48)D001 - для охлаждения воды бассейна выдержки.

#### - в резерве должен находиться один канал подсистемы низкого давления TH10(20,40) (с готовым к работе насосом TH10(20,40)D001 или TH18(28,48)D001, подключенный по схеме планового расхолаживания к первому контуру.

- электросхемы насосов группы аварийного ввода бора TH15,25,35,45D001, насосов дополнительного ввода бора TW10,20,30,40D001 разобраны;

- электросхемы арматуры TJ11,21,31,41S001 на напоре насосов спринклерной системы защитной оболочки на линиях подачи к спринклерам разобраны во избежании ложного срабатывания;

- три канала VE системы технического водоснабжения для охлаждения промконтуров потребителей реакторного отделения TF и промконтура ответственных потребителей VJ, соответствующие работоспособным каналам систем TH;

- три канала промконтура потребителей реакторного отделения TF и промконтур ответственных потребителей VJ, соответствующие работоспособным каналам систем TH;

- система автоматической противопожарной защиты четырех каналов систем безопасности;

- системы вентиляции, обеспечивающие нормальное функционирование оборудования СБ находящегося в работе или резерве;

- СКУ, обеспечивающие контроль, управление и защиту работоспособных механизмов СБ, введены в работу.

6) Должно быть полностью готовым следующее оборудование системы обращения с ядерным топливом:

- автомобиль-тягач для транспортировки свежего ядерного топлива;

- автомобильный тягач для транспортировки отработавшего ядерного топлива;

- автомобильный прицеп-тяжеловоз для транспортировки отработавшего ядерного топлива;

- транспортный упаковочный комплект для свежих ТВС;

- транспортный упаковочный комплект для свежих ПС СУЗ и СВП;

- амортизатор транспортного упаковочного комплекта для свежих ТВС;

- строп 2СК-5,0;

- полупортальный кран;

- шлюзовая тележка;

- консольный кран;

- кантователь;

- кран ХСТ;

- захват пенала;

- захват кластера;

- захват специальный;

- каркас;

- передаточное устройство;

- машина перегрузочная;

- гнездо универсальное;

- амортизатор контейнерного отсека бассейна выдержки;

- транспортный контейнер для отработавшего ядерного топлива;

- захват чехла;

- полярный кран;

- траверса для контейнера вертикальная;

- траверса контейнера горизонтальная;

- амортизатор транспортного контейнера;

- плита-кондуктор;

- установка для дезактивации;

- оборудование контроля герметичности ТК-13;

- оборудование СОДС.

7) Парогенераторы могут быть сдренированы по 2-му контуру и подготовлены к ремонту или консервации.

8) Работоспособна система очистки воды бассейна выдержки TG.

9) При перегрузке топлива в баках TH10(20,30,40)B001,002 одного из каналов TH10(20,30,40) должен быть создан запас раствора борной кислоты не менее 270 м3 – при заполненном контейнерном отсеке и не менее 390 м3 – при опорожненном контейнерном отсеке, причем данный запас должен находиться в канале TH10(20,30,40), работающем для охлаждения бассейна выдержки. В случае необходимости аварийного дозаполнения БВ и его отсеков, всас насоса TH18(28,38,48)D001 (работающего из БВ) должен быть переключен на забор воды из баков TH10(20,30,40)B001,002. Плановое дозаполнение БВ и его отсеков должно выполняться насосами TH71,72D001 из баков TH10(20,30,40)B001,002 с последующим восстановлением вышеуказанных объемов в этих баках.

10) Работоспособна СОДС - РР. Готовность подтверждена актом.

11) Обеспечена связь между БПУ, пультовой перегрузочной машины, центральным залом и щитом радиационного контроля.

12) В БВ имеется не менее 163 свободных ячеек для размещения отработанного топлива.

13) Для заполнения раствором борной кислоты с концентрацией бора не менее 16 г/кг контейнерного отсека БВ (V=110 м3), шахты ВКУ (V=500 м3), шахты реактора (V=700 м3) необходимо использование 1310 м3 из общего объема баков запаса РБК системы аварийного и планового расхолаживания 1 контура.

Заполнение шахты ВКУ и шахты реактора осуществляется насосами TH18,28(38,48)D001 через собственные напорные трубопроводы в реактор. Для этого используются баки двух каналов СБ TH10,20(30,40)B001,002 общим объемом 790 м3.

Заполнение контейнерного отсека и оставшегося объема 410 м3 для шахты ВКУ и шахты реактора использовать насос TH71(72)D001 из баков TH10,20(30,40)B001,002 через фильтры установки СВО-4.

Для дальнейшего заполнения шахты ВКУ и шахты реактора использовать ГЕ САОЗ 2 ступени TH16,17,26,27,36,37,46,47B001 имеющие общий объем РБК 280 м3.

Для приготовления оставшегося необходимого для заполнения БВ объема РБК с концентрацией 16 г/кг, использовать РБК с концентрацией 40 г/кг из баков TW10,20,30,40B003,004 с общим объемом 35 м3.

После окончания перегрузки топлива, при соответствующем качестве РБК, выполнить восстановление номинальных объемов в баках TH10,20,30,40B001,002, TH16,17,26,27,36,37,46,47B001, TW10,20,30,40B003,004 из БВ, ШР, ШВКУ. Качество РБК должно соответствовать требованиям приложения F настоящего регламента.

#### 7.2.2 До и в течение перегрузки топлива должны быть выполнены следующие условия:

1) Реактор должен быть в подкритическом состоянии по крайней мере   
138 часов.

2) При перегрузке ТВС уровень воды в реакторе, в отсеках бассейна выдержки и перегрузки должен поддерживаться не менее 3000 мм от верха транспортируемой отработавшей ТВС. Это соответствует отметке не ниже +21,000 м (-0,1 м).

3) Перегрузочная машина, включая ее концевые выключатели, находится в работоспособном состоянии.

4) Концентрация борной кислоты в системе теплоносителя реактора и бассейне выдержки должна поддерживаться в пределах 16-20 г/дм3.

5) Операции по обращению с топливом не должны начинаться, пока все необходимое оборудование не находится в работоспособном состоянии.

6) Качество воды в бассейне выдержки должно отвечать требованиям таблицы F.3 приложения F.

#### 7.2.3 Дополнительные требования для выполнения операций при перегрузке топлива реактора:

1) В режиме перегрузки и при выполнении ремонтных работ должны находиться в работе приточно-вытяжная ремонтно-аварийная система вентиляции здания реактора TL22,32.

2) Необходимо вести оперативный контроль за состоянием радиационной обстановки в ЦЗ.

3) Должен осуществляться постоянный контроль за температурой воды БВ, которая не должна превышать 50 °С (нормальные условия, при этом температура на выходе из реактора не более 70 °С). При повышении температуры воды в БВ до значений, превышающих 55 °С (но не более 70 °С), выявить и устранить причину, приведшую к повышению температуры воды.

4) При заполнении 1-го контура и шахтного объёма произвести тщательное воздухоудаление из коллекторов ПГ по 1-му контуру и из КД.

5) Все транспортно-технологические операции с ТВС, ПС СУЗ, пучками СВП выполняются в соответствии с требованиями 0401.16.00.000РЭ с помощью МП, при этом:

а) горизонтальная скорость перемещения - (0,3÷15) м/мин;

b) вертикальная скорость перемещения - (0,3÷10) м/мин;

c) скорость вертикального перемещения ТВС:

- в активной зоне реактора - 0,3 м/мин;

- в ячейках СУХТ, пеналах-ячейках стеллажа ХСТ, пеналах СОДС, гермопеналах и транспортном контейнере для отработавшего топлива – (0,3÷2) м/мин;

d) тянущее усилие при подъеме ТВС из опоры шахты внутрикорпусной реактора на высоту до 50 мм - не более 23000 Н;

e) усилие вертикального нажатия на ТВС - не более 9800 Н (1000 кгс);

f) тянущее усилие при перемещении ПС СУЗ - не более 147 кгс;

g) при извлечении и установке ТВС в активной зоне реактора или БВ изменение веса в результате трения должна быть не более 735 Н (75 кгс). В случае срабатывания блокировки 735 Н (75 кгс) при извлечении или установке ТВС в а.з. реактора, БВ или пенале СОДС с помощью тросовой системы перегрузочной машины фиксировать высоту ТВС, повторить операцию. При повторном срабатывании – по распоряжению ГИ АЭС уставку увеличить до 1470 Н (150 кгс), при срабатывании блокировки при 1470 Н (150 кгс) – по распоряжению ГИ АЭС увеличить уставку до 2205 Н (225 кгс). При срабатывании блокировки при 2205 Н (225 кгс) дальнейшие действия выполняются по специальной программе. Для всех ТВС, имеющих превышение усилий извлечения свыше 735 Н (75 кгс), провести внешний осмотр телекамерой перегрузочной машины.

h) при установке ПС СУЗ потеря веса должна быть не более 127 Н (13 кгс).

#### 7.2.4 Запрещается перегрузка топлива реактора, если:

1) С момента останова реактора прошло менее допустимого срока (72 часа). Температура воды на выходе из а.з. реактора более 70 °С.

2) Не организован отвод остаточного тепловыделения активной зоны реактора за счёт работы хотя бы одного канала системы (TH).

#### 7.2.5 Перегрузка должна быть прекращена в случаях:

1) Повышения температуры теплоносителя в БВ и на выходе из активной зоны реактора более 70 °С.

2) Снижения концентрации борной кислоты в теплоносителе БВ, 1-го контура ниже 16 г/дм3.

3) При неисправности одного и более каналов внутриреакторной СКП.

4) При появлении устойчивого периода разгона по любому каналу измерения.

5) При снижении уровня воды в БВ ниже отметки 21,0 м.

6) Падения ТВС, ПС СУЗ или любых других предметов в активную зону реактора или в БВ.

7) При неисправности телевизионной системы МП.

8) При срабатывании датчиков радиационной обстановки в ЦЗ.

#### 7.2.6 В режиме “останов для перегрузки” оперативный персонал обязан:

1) Контролировать уровень нейтронного потока, период разгона реактора по АКНП (диапазон источника АКНП и внутриреакторная СКП), температуру в реакторе и БВ.

2) Контролировать уровень в реакторе, бассейне выдержки.

3) Ежесуточно отбирать пробы и выполнять химические анализы на содержание концентрации борной кислоты:

а) в активной зоне реактора (контур TH10(20,30,40));

b) в бассейне выдержки (контур TH18(28,38,48)).

Контроль концентрации борной кислоты в контуре расхолаживания TH должен осуществляться непрерывно автоматически.

4) Не допускать неконтролируемого поступления “чистого” конденсата в реактор, 1-й контур, бассейн выдержки, один раз в смену контролировать выполнение мероприятий по непопаданию “чистого” конденсата в реактор, 1-й контур, бассейн выдержки (в соответствии с ИЭ РУ).

5) Контролировать работу каналов системы TH10(20,30,40), подключённых к первому контуру. При неэффективной работе одного из каналов и повышении температуры на выходе из активной зоны до 70 °С ввести в действие вместо этого канала резервный канал.

6) Контролировать работу канала TH18(28,38,48), при повышении температуры в бассейне выдержки до 55 °С включать в работу резервный канал.

7) Один раз в смену выполнять воздухоудаление из работающих каналов TH10(20,30,40), TH18(28,38,48).

8) Контролировать активность промконтура системы охлаждения ответственных потребителей на выходе из теплообменников системы аварийного и планового расхолаживания.

9) Контролировать водно-химический режим бассейна выдержки и выполнять его корректировку на фильтрах системы TG.

10) Контролировать постоянную работоспособность и готовность к работе не менее трех каналов каждой из систем безопасности и систем, важных для безопасности АЭС.

11) Контролировать работу вентсистем TL22,32.

12) Контролировать радиационную обстановку на энергоблоке.

**7.3 Порядок действий, правила и основные приёмы выполнения операций по перегрузке топлива**

#### 7.3.1 Разуплотнение ГЦК. Разборка реактора.

1) Разуплотнение ГЦК для проведения перегрузки топлива реактора должно производиться после проведения трёхкратного обмена воды 1-го контура и трёхкратного колебания уровня воды 1-го контура с целью удаления водорода и инертных радиоактивных газов (ИРГ) через воздушники.

Запрещается разуплотнение ГЦК без предварительного неоднократного удаления водорода, летучих и газообразных радионуклидов, при неработающей системе газоочистки, а также при неработоспособном оборудовании приточной и вытяжной ремонтно-аварийной системы TL22D01, TL32D001,D002.

2) При разуплотнении ГЦК для проведения ремонтных работ на оборудовании 1-го контура (без разборки реактора) выполнить также условия, изложенные в п. 6.2.2.1 раздела 6.

3) Перед разуплотнением ГЦК обеспечить условия:

а) давление в ГЦК - атмосферное, температура теплоносителя на выходе из реактора - (60÷70) °С;

b) вода в ГЦК сдренирована до уровня ниже ГРР на (200÷300) мм;

c) содержание борной кислоты в 1-м контуре не менее регламентированной величины - 16 г/дм3;

4) Отсоединить шлейфы электрокоммуникаций от приводов СУЗ, датчиков ВРК, контроля протечек, а также от разъемов, расположенных в верхней части бетонной шахты, СВРД, устройств компенсации холодных спаев ТК, демонтировать блок электроразводок и воздушник реактора;

5) Перед снятием ВБ должно быть произведено расцепление штанг приводов СУЗ с ПС СУЗ и их установка в транспортное положение на ВБ.

Допускается производить расцепление штанг с ПС СУЗ с БЗТ и их установку в транспортное положение на БЗТ после снятия ВБ. При этом перед снятием ВБ блоки перемещения приводов СУЗ должны быть установлены в транспортное положение.

НСБ обязан лично убедиться в расцеплении ОР СУЗ со своими приводами и сделать запись в оперативном журнале.

6) Снять ВБ;

7) Демонтировать БЗТ из реактора;

8) При разборке реактора для перегрузки топлива, а также при сборке реактора после завершения перегрузки, уровень воды в ГЦК не должен опускаться ниже отметки ГРР более чем на регламентированную величину (300 мм).

#### 7.3.2 Перегрузка топлива реактора. Основные правила.

#### Операции по выгрузке отработавшего топлива из реактора в БВ, перестановке топлива внутри активной зоны и загрузка свежего топлива должны выполняться в последовательности, определённой рабочей программой и рабочим графиком перегрузки топлива реактора и с выполнением условий раздела 7.2.

#### Рабочий график загрузки активной зоны реактора, составляется таким образом, что каждая ТВС устанавливается в ячейку активной зоны без окружающих ТВС или при наличии равномерного окружения с трёх сторон (как исключение, при невозможности выполнения этого требования допускается установка при наличии двух ТВС с противоположных сторон). При установке ТВС в периферийный ряд выгородку считать как окружение при наличии ТВС с других сторон. При отсутствии ТВС с других сторон считать, что ТВС устанавливается в ячейку без окружения.

1) В процессе перегрузки должен осуществляться постоянный контроль за уровнем воды и концентрацией в ней борной кислоты.

2) Запрещается дренирование воды из БВ без контроля за радиационной обстановкой.

3) При появлении устойчивого периода разгона по любому каналу измерения, зафиксированного хотя бы одним из приборов контроля перегрузки, все ядерно-опасные операции должны быть прекращены до выяснения и устранения причин изменения показаний прибора. Если начало разгона, то есть ядерно-опасный режим, зафиксирован в процессе выполнения ядерно-опасной операции, необходимо немедленно прекратить выполнение операции и вернуться в исходное состояние.

4) Запрещается совмещение горизонтального и вертикального перемещение ТВС, (СВП или ПС) рабочими органами МП.

5) Весь комплекс транспортно-технологических операций с ТВС, ПС СУЗ и пучками СВП, выполняемых перегрузочной машиной, должен контролироваться с помощью телевизионной камеры, установленной на МП.

Запрещается производить работы перегрузочной машиной в а.з. реактора, в бассейне выдержки и колодце перегрузки с неисправной телевизионной камерой.

6) В случае повреждения ТВС, ПС СУЗ или пучка СВП при транспортно-технологических операциях вопрос о возможности их использования решается совместно с представителями завода-изготовителя.

7) Оборудование, не предназначенное для транспортировки в/из бассейна и шахты реактора, не должно транспортироваться над ними. Транспортировка грузов в ЦЗ реакторного здания и размещение там транспортно-технологического оборудования, демонтированного оборудования и т.п., должны осуществляться только в соответствии с транспортно-технологической схемой, утвержденной ГИС. Полярный кран должен иметь электрическую блокировку (блокировка «запретная зона»). Отключение блокировки разрешается только при снятии и установке гидрозатворов, перемещении секций стеллажей БВ (при ремонте облицовки БВ) и пеналов герметичных.

7.3.3 Порядок выполнения операций при проведении перегрузки топлива реактора.

Операции по выгрузке отработанного топлива из реактора в БВ, перестановка топлива внутри активной зоны и загрузка свежего топлива выполняются с помощью машины перегрузочной в последовательности, определяемой картограммой, рабочей программой и рабочим графиком перегрузки топлива реактора при постоянном контроле со стороны контролирующего физика:

1) МП вывести на заданную координату ТВС, извлекаемой из активной зоны реактора, убедиться в точности выхода МП на заданную координату.

2) Произвести сцепление штангой МП с головкой ТВС. Сцепление (расцепление) винтового захвата с ТВС и положение ТВС после подъема в транспортное положение контролировать с помощью телекамеры.

3) Соблюдая меры предосторожности, извлечь ТВС из активной зоны реактора. Скорость перемещения на всей высоте активной зоны - 0,6 м/мин.

4) МП транспортировать ТВС в транспортном положении в БВ, выйти на заданную координату ячейки стеллажа БВ, в которую необходимо установить извлеченную ТВС.

5) Убедиться в точности выхода на заданную координату и опустить ТВС в ячейку стеллажа БВ. Скорость перемещения на всей высоте стеллажа (СУХТ)- 0,6÷2 м/мин.

6) Расцепиться штангой МП с ТВС.

7) Перестановку ТВС в активной зоне производить согласно картограмме перегрузки реактора и в соответствии с требованиями подпунктов 7.3.3.1)-7.3.3.6).

8) Перестановку ПС СУЗ в реакторе и выгрузку пучков СВП и ПС СУЗ из реактора в БВ производить согласно инструкции по эксплуатации МП и в соответствии с картограммой перегрузки реактора. При этом подъём и опускание пучка в пределах активной зоны или стеллажа БВ должны осуществляться со скоростью 0,6÷2 м/мин. При установке ПС СУЗ в ТВС потеря веса не должна быть более 130 Н (13 кгс).

9) Произвести перегрузку ТВС из стеллажа ХСТ в реактор.

10) После полной загрузки а.з. реактора произвести контроль расположения головок ТВС по высоте и осмотр головок ТВС в плане. Разновысотность головок ТВС равного срока эксплуатации не должна превышать 5 мм.

11) Произвести осмотр маркировок, расположенных на головках ТВС, и комплектацию ТВС ПС СУЗ и пучками СВП с целью проверки соответствия расположения ТВС, ПС СУЗ и пучков СВП в а.з. картограмме загрузки реактора.

12) Произвести осмотр головок ТВС в а.з. реактора с целью проверки отсутствия посторонних предметов.

13) По окончании перегрузки для установки БЗТ шахтный объём реактора сдренировать на (200÷300) мм ниже ГРР.

#### 7.3.4 Порядок выполнения операций при проведении КГО топлива реактора.

1) Объем проведения КГО твэлов определяется в зависимости от состояния оболочек твэлов в соответствии с "Инструкцией по КГО".

При необходимости проведения КГО твэлов ТВС, оставляемых в реакторе, а также выгружаемых в БВ, но планируемых для дальнейшей эксплуатации, КГО производится по измерениям активности реперных радионуклидов, к которым относятся йод-131, ксенон-133, цезий-134 и цезий-137.

Контроль герметичности оболочек твэлов ТВС по измерениям активности йод-131, ксенон-133 должен выполняться не позднее 40 суток от момента останова РУ.

Контроль герметичности оболочек твэлов ТВС по измерениям активности цезия-134 и цезия-137 может производиться в течение года после останова РУ.

2) При проведении контроля герметичности оболочек твэл ТВС в соответствии с подпунктами 7.3.3.1)÷7.3.3.6) по одной транспортировать с помощью МП из реактора в БВ, где установить в пеналы СОДС.

Уплотнение пеналов СОДС пробками, а также их разуплотнение после окончания контроля герметичности оболочек твэл ТВС осуществить рабочей штангой МП согласно инструкции по эксплуатации пробоотборной части СОДС и инструкции по эксплуатации МП.

3) В зависимости от результатов анализа взятой пробы контролируемую ТВС извлекают из пенала СОДС в соответствии с требованиями подпунктов 7.3.3.1)÷7.3.3.6) и устанавливают либо в заданную ячейку стеллажа БВ, либо вновь возвращают в реактор, либо в порожний герметичный пенал.

В герметичный пенал устанавливаются негерметичные ТВС, при КГО твэлов которых значение удельной активности йода 131 превысило критерий индивидуальной отбраковки, установленный в контракте на поставку топлива.

4) МП выйти на заданную координату гнезда пробки пенала герметичного, убедиться в точности выхода МП, сцепиться штангой МП с пробкой пенала и извлечь пробку из гнезда согласно инструкции по эксплуатации МП. Крутящий момент, передаваемый рабочей штангой МП на пробку при извлечении её из гнезда, не должен превышать 100 кгс×м.

5) Приподнять рабочую штангу МП, с помощью телекамеры убедиться в наличии на штанге пробки пенала герметичного.

6) МП выйти на координату пенала герметичного с загруженной ТВС, убедиться в точности выхода, установить и закрыть пробку на пенале согласно инструкции по эксплуатации МП. Крутящий момент, передаваемый рабочей штангой МП на пенал герметичный при закрытии пробки, не должен превышать 100 кгс×м.

7.3.5 Весь комплекс транспортно-технологических операций с ТВС, ПС СУЗ и пучками СВП, связанных с загрузкой и выгрузкой активной зоны реактора, должен производиться в соответствии с утвержденной Рабочей программой, с учетом требований руководства завода-изготовителя 0401.16.00.000 РЭ "Комплекс составных частей активной зоны ВВЭР-1000 (тип В-446). Руководство по эксплуатации".

7.3.6 При выполнении транспортно-технологических операций с ТВС система управления перегрузочной машины должна обеспечивать отключение привода перемещения рабочей штанги в случае изменения веса ТВС в результате трения о соседние ТВС более чем на ± 735 Н (± 75 кгс).

**7.4 Отправка отработавших ТВС**

**7.4.1 Общие положения**

#### 7.4.1.1 При проведении транспортно-технологических операций с ОТВС должны использоваться только исправные штатные приспособления и механизмы, прошедшие периодическое освидетельствование, испытание и контрольный осмотр перед производством операций.

#### 7.4.1.2 При проведении транспортно-технологических операций с ОТВС должна исключаться возможность:

1) попадания посторонних предметов в ОТВС, чехлы, контейнеры ТК-13;

2) перегрева ОТВС из-за остаточного тепловыделения;

3) нарушения герметичности твэлов из-за недопустимых механических воздействий на ТВС.

#### 7.4.1.3 При снижении уровня воды в БВ и срабатывании сигнализации РК персонал должен немедленно покинуть ЦЗ.

#### 7.4.1.4 Выполнение операций по загрузке ОТВС в ТК-13 и операций с загруженным ТК-13 производится в последовательности, определённой рабочей программой и рабочим графиком и с выполнением условий раздела 7.4.3.

7.4.1.5 Вывоз ОТВС из реакторного отделения должен производиться до выгрузки ОТВС из реактора.

**7.4.2 Требования к рабочим параметрам контейнера ТК-13 при отгрузке и отправке ОТВС**

#### 7.4.2.1 Максимальное рабочее давление в контейнере, МПа (кг/см2) - не более 0,69 (7,0).

#### 7.4.2.2 Давление в баке нейтронной защиты не более, МПа (кг/см2) - 0,7 (7,0).

#### 7.4.2.3 Максимальная температура наружной поверхности контейнера на авто трейлере (с учётом солнечного излучения и температуры наружного воздуха 38 °С) не более:

1) 96 °С - при загрузке в контейнер ОТВС с суммарным энерговыделением не более 17 кВт;

2) 102 °С - при загрузке в контейнер ОТВС с суммарным энерговыделением более 17 кВт.

#### 7.4.2.4 Максимальная температура внутренней полости контейнера с ОТВС - не более 150 °С.

**7.4.3 Условия безопасной эксплуатации при выполнении работ при отправке ОТВС, загружённых в контейнер ТК-13, по готовности систем и оборудования**

7.4.3.1 Произведена ревизия и подтверждена готовность к работе следующих систем и оборудования:

1. полярного кран;

2) траверсы для ТК-13 (горизонтальная и вертикальная);

3) инструмента для разуплотнения и уплотнения ТК-13;

4) системы дезактивации;

5) освещения эстакады, транспортного шлюза и реакторного зала ГО;

6) систем вентиляции гермозоны;

7) транспортного шлюза;

8) шлюзовой тележки;

9) источника электропитания 380/220 В под эстакадой;

10) площадки для уплотнения, разуплотнения ТК-13;

11) опоры с поддоном дезактивации;

12) дозиметрических приборов;

1. гелиевого течеискателя;
2. системы подачи азота для осушки внутренней полости контейнер ТК-13;
3. амортизаторов контейнера ТК-13 и контейнерного отсека;
4. полупортального крана;
5. захвата чехла;
6. перегрузочной машины;
7. автомобильный тягач для транспортировки отработавшего ядерного топлива;
8. автомобильный прицеп-тяжеловоз для транспортировки отработавшего ядерного топлива;
9. плита-кондуктор
10. полярного крана;
11. универсальной траверсы.

#### 7.4.3.2 Перед каждой операцией контролировать визуально сцепление траверсы с цапфами контейнера, а также установку контейнера на транспортную тележку.

#### 7.4.3.3 Выполнены условия безопасной эксплуатации, приведенные в п. 7.2.

**7.4.4 Основной порядок действий при загрузке ОТВС в ТК-13**

1. Подготовить и подать автотрейлер к зданию реактора.
2. Перед установкой ТК-13 в контейнерный отсек необходимо выполнить входной контроль ТК-13 (замер уровня антифриза, осмотр внутренней полости и т.д.), в установке дезактивации.

3) Подготовить и установить в контейнерный отсек контейнер ТК-13 для приёма ОТВС. При установке контейнера в контейнерный отсек выполнить корректировку по осям реактора. Температура наружной поверхности контейнера должна быть не ниже (10÷20) °С.

4) Приступить к перегрузке ОТВС из стеллажей БВ в контейнер ТК-13.

5) Установить крышку ТК-13;

6) Установить гидрозатвор между БВ и контейнерным отсеком и уплотнить его.

7) Оттранспортировать контейнер с ОТВС из контейнерного отсека на опору с поддоном дезактивации после окончания дренирования его внутренней полости.

8) Уплотнить крышку контейнера ТК-13 и произвести проверки на герметичность разъёмных соединений, проходок и клапанов контейнера.

9) Выполнить дезактивацию наружной поверхности контейнера ТК-13.

10) Проконтролировать мощность эквивалентной дозы ионизирующего излучения наружной поверхности контейнера ТК-13 и температуру во внутренней полости ТК-13.

1. Оттранспортировать контейнер с ОТВС на шлюзовую тележку.
2. Перевести ТК-13 в горизонтальное положение, оттранспортировать шлюзовую тележку на транспортную эстакаду через транспортный шлюз, установить ТК-13 на амортизатор, оттранспортировать ТК-13 с транспортной эстакады и установить на автомобиль.

# 8 УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОБЛОКОМ В УСЛОВИЯХ НАРУШЕНИЯ НОРМАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ПРИ АВАРИЯХ

8.1 В случае нарушения нормальной эксплуатации и при авариях оперативный персонал этого энергоблока во главе с НС АС обязан принять все возможные меры для восстановления его нормальной эксплуатации.

При невозможности восстановления нормальной эксплуатации энергоблока оперативный персонал должен проконтролировать и обеспечить срабатывание аварийной (предупредительной) защиты, СБ, защитных устройств и работу блокировок, ввод борной кислоты в 1-й контур и принять меры стабилизации параметров на безопасном уровне.

8.2 При нарушении на энергоблоке нормальной эксплуатации оперативный персонал энергоблока во главе с НС АС обязан:

* по радиопоисковой и оперативной связи оповестить о нарушении нормальной эксплуатации весь оперативный персонал энергоблока, а также ГИС, ЗГИЭ и телефонистку для оповещения персонала по списку, утвержденному директором АЭС;
* быстро и правильно установить причину нарушения нормальной эксплуатации по показаниям приборов и сигнализации, а также по сообщениям оперативного персонала с рабочих мест;
* убедиться в правильности срабатывания защит и блокировок оборудования энергоблока; в случае отказа срабатывания отдельных защит или блокировок выполнить предусмотренные этими защитами (блокировками) переключения дистанционно или с помощью ручных приводов;
* принять меры по стабилизации параметров блока на безопасном уровне;
* организовать непрерывный контроль радиационной обстановки в обслуживаемых помещениях энергоблока и контроль за выходом радиоактивных изотопов во внешнюю среду;
* при возникновении в отдельных помещениях энергоблока условий, опасных для жизни и здоровья людей, организовать эвакуацию персонала из этих помещений и обеспечить силами подчиненного ему персонала выполнение мер, исключающих доступ персонала в эти помещения.

8.3 После аварии необходимо собрать полный объем информации о ее протекании, проверить герметичность ТВЭЛ по активности теплоносителя 1 контура, по результатам анализа собранной информации необходимо установить соблюдение пределов безопасной эксплуатации, оговоренных разделом 3.

8.4 Независимо от присутствия на энергоблоке лиц административно-технического персонала, оперативный персонал энергоблока несет личную ответственность за ликвидацию аварии или нарушений нормальной эксплуатации, единолично принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению нормальной эксплуатации этого энергоблока.

Директор АЭС, ГИС, ЗГИЭ имеют право отстранить от работы любое лицо оперативного персонала энергоблока и поручить выполнение его обязанностей другому лицу или принять руководство по ликвидации последствий аварии или нарушений нормальной эксплуатации на себя, сделав предварительно соответствующую запись в оперативном журнале отстраняемого от работы лица.

8.5 Запрещается вмешиваться в работу автоматики, защит и блокировок, кроме случаев их отказов.

8.6 В процессе ликвидации на энергоблоке аварии (нарушения нормальной эксплуатации) оперативный персонал этого энергоблока во главе с НС АС обязан обеспечить:

1. недопущение неконтролируемого увеличения мощности реактора;
2. надежное охлаждение активной зоны реактора;
3. недопущение срыва работающих ГЦНА, ЭПН;
4. надежную работу деаэрационно - питательных установок энергоблока;
5. надежную работу системы расхолаживания РУ;
6. давление в сосудах и трубопроводах энергоблока не выше разрешенного;
7. недопущение забросов воды в паропроводы и в проточную часть турбины;
8. подачу масла на смазку подшипников вращающихся роторов турбины;
9. непревышение предельных значений осевых сдвигов и относительных расширений роторов турбины;
10. предотвращение задеваний в проточной части турбины;
11. предотвращение недопустимого повышения частоты вращения турбины;
12. надежное электроснабжение СН энергоблока;
13. осуществление необходимых мер по предотвращению утечек из оборудования и трубопроводов энергоблока воды, пара, азота, а также по локализации происшедших утечек;
14. предотвращение загораний и тушение возникших пожаров;
15. выполнение условий хрупкой и термоциклической прочности узлов оборудования РУ;
16. работу СБ и обеспечивающих систем в течение времени, достаточного для ликвидации последствий аварии;
17. при любой аварии оперативный персонал должен обеспечить отвод остаточных тепловыделений активной зоны реактора и исключить возможность потери теплоносителя.

8.7 Конкретные действия оперативного персонала по ликвидации конкретной аварии (нарушения нормальной эксплуатации) определяются следующими документами:

1. Инструкцией по ликвидации аварий на реакторной установке АЭС Бушер-1. 52.BU.1 0.00.AB.WI.ATEX.003;
2. Руководством по управлению запроектными авариями.   
   52.BU.1 0.00.AB.WI.ATEX.008;
3. Инструкцией по ликвидации нарушений в турбинном отделении.   
   52.BU.1 ZF.00.AB.WI.ATEX.004;
4. Инструкцией по ликвидации нарушений в электрической части блока. 52.BU.1 0.00.AB.WI.ATEX.005;
5. Инструкция по ликвидации нарушений в работе АСУ ТП.   
   52.BU.1 0.00.AB.WI.ATEX.006;
6. ИЭ оборудования и систем энергоблока;
7. Планом пожаротушения АЭС «Бушер-1». 52.BU.1 0.00.AB.WI.ATEX.021.

В случае возникновения радиационной аварии действия оперативного персонала дополнительно определяются «Планом мероприятий по защите персонала в случае аварии на АЭС «Бушер-1»» 52.BU.1 0.00.AB.WI.ATEX.015.

8.8 Порядок перевода управления процессами РУ с БПУ на РПУ и порядок действия персонала в подобных ситуациях определяются отдельной инструкцией.

8.9 Управление энергоблоков с РПУ разрешается только с целью их останова и расхолаживания при невозможности пребывания оперативного персонала на БПУ или в условиях, угрожающих жизни оперативного персонала на БПУ.

8.10 При нормальной эксплуатации энергоблока помещение РПУ должно быть закрыто и опломбировано печатью АСУ ТП.

8.11 Реактор должен быть немедленно остановлен оперативным персоналом воздействием на кнопки АЗ БПУ или РПУ, если:

8.11.1 сформировался любой сигнал АЗ, и не сработала защита (в «горячее» состояние до устранения дефекта);

8.11.2 наличие неисправностей или отказ в двух и более разных каналах АЗ в режимах «Работа на мощности» и «Реактор на МКУ»;

8.11.3 наличие неисправности в двух разных каналах АЗ одного комплекта в режиме «Реактор на МКУ»;

8.11.4 наличие неисправности в двух разных каналах АЗ разных комплектов в режиме «Реактор на МКУ»;

8.11.5 отказ двух комплектов исполнительной части АЗ в режимах «Работа на мощности» и «Реактор на МКУ»;

8.11.6 отказ двух и более каналов рабочего диапазона одного комплекта АКНП в режиме «Работа на мощности»;

8.11.7 отказ двух и более каналов одного комплекта АКНП в режиме «Реактор на МКУ»;

8.11.8 отсутствует контроль за нейтронной мощностью реактора по двум каналам из трех любого комплекта АКНП (в «горячее» состояние до устранения дефекта);

8.11.9 отсутствует контроль за периодом увеличения мощности реактора по двум каналам из трех любого комплекта АКНП (в «горячее» состояние до устранения дефекта);

8.11.10 полностью отсутствует контроль:

1. за давлением в I и II контурах;
2. за температурой воды на выходе из активной зоны реактора;
3. за уровнем воды в ПГ любой петли с работающим ГЦНА;
4. за перепадом давления на любом ГЦНА при работе энергоблока при двух работающих ГЦНА;
5. за перепадом давления на активной зоне реактора;

(в «горячее» состояние до устранения дефекта);

8.11.11 возникло неуправляемое безостановочное движение группы ОР СУЗ реактора вверх из-за неисправности схемы управления (с переводом РУ в «горячее» состояние);

8.11.12 самопроизвольное безостановочное движение вверх любого ОР СУЗ или группы ОР СУЗ (с переводом РУ в «горячее» состояние);

8.11.13 падение двух и более ОР СУЗ до НКВ (с переводом РУ в «горячее» состояние);

8.11.14 нарушение проектной последовательности движения групп ОР СУЗ (с переводом РУ в «горячее» состояние):

1. движение вверх отдельных ОР СУЗ не со своей группой;
2. отсутствие автоматической передачи движения между группами ОР СУЗ;
3. движение двух групп одновременно при нахождении их выше 50% от низа активной зоны.

8.11.15 протечка теплоносителя 1-го контура во 2-й более 5 кг/ч (с переводом РУ в «горячее» состояние);

8.11.16 неисправность одного ГЦНА из 2-х работающих, требующая его останова согласно ИЭ ГЦНА (с переводом РУ в «горячее» состояние);

8.11.17 прекращение подачи воды промконтура на все ГЦНА (с переводом РУ в «горячее» состояние);

8.11.18 отказ трех подпиточных насосных агрегатов («холодное» состояние до устранения причин и последствий);

8.11.19 отказ всех ПЭН при мощности РУ более 25 % Nном (с переводом РУ в «горячее» состояние);

8.11.20 при появлении признаков отравления персонала БПУ газами удушающего, отравляющего или наркотического воздействия («холодное» состояние до устранения причин и последствий);

8.11.21 при пожаре в одном и более помещениях (табл. 8.11.16.1):

Таблица 8.11.16.1

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | № помещения | Название помещения | Влияние на безопасность (Последствия пожара) | Конечное состояние РУ после АЗ |
|  | E0905 | Оперативный контур БПУ | Потеря управления с БПУ.  Переход персонала на РПУ. | «холодное» |
|  | E0910а | Помещение неоперативного контура БПУ | Потеря управления с БПУ | «холодное» |
|  | E0807 | Кабельный этаж Н.Э. 4 канал СБ | Потеря управления с БПУ.  Переход персонала на РПУ. | «холодное» |
|  | E0808 | Кабельный этаж Н.Э. 1 канал СБ |
|  | E0809 | Кабельный этаж Н.Э. 3 канал СБ |
|  | E0810 | Кабельный этаж Н.Э. 2 канал СБ |
|  | X0425 | Помещение РПУ | Потеря управления с РПУ | «холодное» |
|  | Х0431 | Кабельный полуэтаж 1÷4 каналов СБ | Потеря управления с РПУ | «холодное» |
|  | E0904 | Помещение УДУ и ПТК-В 1÷4 каналов системы безопасности | Потеря дистанционного управления 1÷4 каналом СБ | «холодное» |
|  | E0703 | Помещение СУЗ № 1 | Потеря шкафов силового питания и управления СУЗ | «холодное» |
|  | E0704 | Помещение СУЗ № 2 | Потеря шкафов силового питания и управления СУЗ | «холодное» |
|  | E0705 | Помещение трансформаторов СУЗ | Потеря трансформаторов СУЗ | «холодное» |
|  | E01008 | Вентиляционная камера помещений СУЗ и СВТ | Потеря шкафов силового питания и управления СУЗ | «холодное» |
|  | B0219 | Помещение приводов подпиточных насосов и подачи масла | Потеря трех работающих подпиточных насосов | «холодное» |

Продолжение Таблицы 8.11.16.1

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | № помещения | Название помещения | Влияние на безопасность (Последствия пожара) | Конечное состояние РУ после АЗ |
|  | B0702/1 | Кабельный коридор | Потеря силовых и контрольных кабелей оборудования систем Н.Э. 1к. АЗ по остановке двух ГЦН | «холодное» |
|  | B0702/2 | Кабельный коридор |  |  |
|  | B0703/2 | Кабельный коридор |  |  |

8.12 При возникновении на блоке возгораний действия персонала определяются «Планом пожаротушения АЭС «Бушер-1»» 52.BU.1 0.00.AB.WI.ATEX.021.

8.13 В случае возникновения на энергоблоке аварии, связанной с землетрясением как исходным событием, оперативный персонал энергоблока во главе с НС АС обязан:

1) проконтролировать и продублировать срабатывание АЗ;

2) проконтролировать состояние оборудования, систем и трубопроводов. В случае обнаружения повреждений необходимо принять меры для локализации последствий повреждений;

3) действовать в зависимости от конкретной ситуации на АЭС и перевести энергоблок в «холодное» состояние.

8.14 При нарушениях ВХР действия персонала определяются требованиями, изложенными в приложении F настоящего регламента.

8.15 В случае срабатывания АЗ оперативный персонал должен продублировать ключом срабатывание АЗ.

8.16 Энергоблок должен быть остановлен и переведен в режим «горячее состояние» в случае заполнения бакового хозяйства системы переработки трапных вод TR71-73B001.

# 9 ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКА

**9.1 Общие вопросы**

#### 9.1.1 Разграничение функций, обязанностей, зон обслуживания систем и оборудования, помещений, зданий и сооружений должно осуществляться соответствующими положениями и стандартами АЭС «Бушер-1».

#### 9.1.2 Общее оперативное руководство АС, энергоблоком осуществляют соответственно начальник смены станции и начальник смены блока. Оперативное обслуживание оборудования энергоблока осуществляет персонал подразделений по принадлежности.

#### 9.1.3 Любые испытания систем, важных для безопасности, непредусмотренные технологическим регламентом и инструкциями по эксплуатации, должны проводиться по программам и методикам, содержащим обоснование безопасности и меры по обеспечению безопасности этих испытаний. Программы и методики испытаний должны быть согласованы разработчиками проекта АС и утверждены эксплуатирующей организацией АС. Испытания разрешаются регулирующим органом в соответствии с условиями перехода от одного этапа работ к другому, установленными в лицензии, и проводятся по разрешению эксплуатирующей организации АС.

#### 9.1.4 Любое плановое изменение мощности энергоблока, а также его пуск и останов могут выполняться только с разрешения соответствующих структур энергосистемы.

#### 9.1.5 На основе проектной документации и опыта эксплуатации на АС должен быть разработан перечень ядерно-опасных работ.

#### 9.1.6 На энергоблоке должны быть разработаны и утверждены ГИС перечни (перечень) работ, выполняемых по программам и бланкам переключений. В программах и бланках переключений должны быть указаны последовательность операций и меры безопасности.

#### Должны быть разработаны перечни помещений и арматуры, запираемых на замок, с указанием оперативной документации, где фиксируется их состояние.

#### 9.1.7 Вывод из работы в плановый ремонт, резерв или для производства испытаний оборудования, влияющего на выдачу мощности в энергосистему, а также ввод их в работу оформляются заявкой в энергосистему в установленные сроки. Независимо от наличия разрешенной заявки плановый вывод из работы и ввод в работу оборудования АС могут выполняться только с разрешения соответствующих структур энергосистемы непосредственно перед выводом или вводом оборудования.

#### 9.1.8 Периодически в соответствии с требованиями проекта и нормативных документов должна проводиться проверка работоспособности систем безопасности, систем (элементов), важных для безопасности, управляющих систем, контроль состояния основного металла и сварных соединений систем и элементов АС, важных для безопасности. Частота и объём периодических проверок должны быть установлены графиками, которые должны соответствовать требованиям нормативных документов. По требованию регулирующего органа могут проводиться внеочередные проверки работоспособности систем безопасности.

#### 9.1.9 Системы контроля и управления должны проходить периодические проверки по действующим методикам и инструкциям согласно графикам, утверждённым главным инженером АС. Ввод в эксплуатацию технологических защит после монтажа или реконструкции должен выполняться по письменному распоряжению главного инженера АС. Технологические защиты, введенные в постоянную эксплуатацию, должны находиться во включенном состоянии в течение всего времени работы оборудования, которое они защищают. Аппаратура защиты, имеющая устройства для изменения уставок, должна быть опломбирована или опечатана (кроме регистрирующих приборов). Пломбы (печати) разрешается снимать только работникам подразделения, обслуживающего данную аппаратуру, с записью об этом в оперативном журнале.

#### 9.1.10 Контроль исправности оборудования, находящегося в работе, осуществляется оперативным персоналом:

1) по значениям параметров технологического процесса;

2) по признакам исправности (нарушения исправности), выявляемым внешним осмотром при обходе или посредством специальных систем: отсутствию течей по сварным, фланцевым соединениям, сальниковым уплотнениям; целостности наружных конструктивных частей оборудования, нагреву его поверхностей; уровню смазочной жидкости (масла) при наличии внешних указателей; исправности указателей положения запорных и регулирующих устройств, указателей теплового расширения конструкций, линий с оборудованием и приборами, исправности устройств заземления, местного освещения, противопожарных устройств; исправности установленных на оборудовании контрольно-измерительных приборов и целостности на них пломб; чистоте оборудования и помещений ограниченного доступа, исправности их дверных запоров и др.;

3) по значениям параметров (характеристикам) технического состояния;

4) проверкой работоспособности (“расхаживанием” и т.п.) встроенных в технологические системы защитных устройств на рабочих режимах в соответствии с указаниями разработчика оборудования в эксплуатационной документации;

5) периодической проверкой работоспособности систем безопасности в соответствии с указаниями в инструкциях по эксплуатации и технологическом регламенте.

#### 9.1.11 На АЭС должны проводиться обходы и осмотры рабочих мест руководителями АЭС и структурных подразделений, в том числе и в ночные часы. Обходы должны проводиться по графику.

#### 9.1.12 На АЭС должен вестись учёт количества циклов работы оборудования, флюенса нейтронов, времени работы на мощности и других параметров, определяющих ресурсный срок эксплуатации в соответствии с техническими условиями.

#### 9.1.13 Картограммы загрузок топлива в активную зону реактора должны храниться в ответственном подразделении в течение всего срока службы АЭС.

#### 9.1.14 Помещения, в которых размещено оборудование СБ, находящегося в эксплуатационном режиме, должно быть закрыто для доступа посторонних лиц.

**9.2 Организационные вопросы эксплуатации при подготовке к пуску и при пуске энергоблока**

#### 9.2.1 Пуск энергоблока после ремонта, а также после останова, связанного с нарушением в работе энергоблока, производится с разрешения эксплуатирующей организации при наличии положительных результатов целевой инспекции регулирующего органа. Основанием для разрешения и проведения целевой инспекции по пуску блока после ремонта является информация о выполнении запланированных работ и готовности блока к пуску. Основанием для разрешения и целевой инспекции по пуску блока после останова, связанного с нарушением в работе, является информация о выяснении и устранении причин нарушения.

#### 9.2.2 После завершения ремонта оборудования и систем, важных для безопасности, должна быть проведена проверка характеристик данных систем на соответствие проектным характеристикам. Проверка должна проводиться по программам, составленным административным руководством АС на основании документов, разработанных (согласованных) разработчиками АС и РУ.

#### Для проверки (испытаний) систем АС и основных установок энергоблока в работе после ремонта (ТО) приказом по АС образуются рабочие комиссии, возглавляемые руководителями структурных подразделений по направлениям деятельности. В состав комиссий включаются, как правило, ведущие специалисты, ответственные за исправное состояние систем, специалисты-контролеры, другие специалисты при необходимости.

#### Проверка вспомогательного оборудования энергоблока осуществляется комиссиями, которые возглавляются инженерно-техническими работниками, назначенными руководителем подразделений по направлениям деятельности.

#### Должна быть оформлена организационно-распорядительная документация о внесении изменений в эксплуатационную документацию, об ознакомлении персонала со всеми изменениями, а также перечень изменений в схемах и конструкции оборудования.

#### 9.2.3 На этапах подготовки блока к пуску должна быть подтверждена готовность оборудования, документации и персонала в журнале распоряжений на рабочем месте НСБ руководителями подразделений-владельцев оборудования. Разрешение на проведение этапов даёт ГИС.

#### 9.2.4 Пуск блока после ремонта, а также после останова, связанного с нарушением в работе, производится по письменному распоряжению главного инженера. Распоряжение оформляется в журнале технических распоряжений с указанием разрешенного уровня мощности и назначением ответственного руководителя пуска. Ответственным руководителем пуска может быть заместитель главного инженера или НС АЭС.

#### 9.2.5 Вывод реактора в критическое состояние и дальнейшее повышение мощности вплоть до включения в работу автоматического регулятора мощности производится под руководством ответственного руководителя пуска.

#### 9.2.6 Подготовка к пуску и пуск блока после любого останова кроме кратковременного должен производиться по графику, разработанному и утверждённому руководством АЭС. График должен однозначно определять перечень проверок и испытаний, выполняемых при данном конкретном пуске.

#### Вывод реактора на МКУ мощности из подкритического состояния после проведения перегрузки топлива реактора, а также после любого, кроме кратковременного, останова реактора должен производиться в присутствии представителя подразделения, ответственного за ядерно-физическое сопровождение РУ (дежурного контролирующего физика).

#### При любом выводе реактора на мощность из подкритического состояния НС РО должен находиться на БПУ энергоблока и контролировать действия ВИУР до включения АРМ.

#### 9.2.7 После окончания гидроиспытаний, до начала разогрева РУ до номинальных параметров, герметичное ограждение должно быть загерметизировано, при этом должны быть проверены технологические помещения 1-го контура согласно утверждённому перечню на отсутствие людей, сгораемых и взрывоопасных предметов. По окончании проверки, эти помещения должны быть закрыты и опечатаны.

#### Блокировка открытия-закрытия основного и аварийных гермошлюзов должна быть введена в работу.

#### Результаты проверки оформляются записью в оперативном журнале НСБ.

#### 9.2.8. Все работы по подготовке к пуску и при пуске энергоблока должны проводиться оперативным персоналом под руководством НСБ по разрешению и под контролем НС АЭС.

**9.3 Организационные вопросы эксплуатации при работе энергоблока на мощности**

#### 9.3.1 Любое плановое изменение мощности энергоблока, а также его плановый останов производятся по письменному разрешению НС АЭС в оперативном журнале НСБ в соответствии с требованиями п. 9.1.4. Операции по изменению мощности должны производятся под руководством НСБ. При необходимости по заданию НСБ выполняется расчетный прогноз предстоящего изменения мощности и последующей работы реактора.

#### 9.3.2 Испытания и проверки систем и элементов, важных для безопасности, должны производиться по инструкциям, программам и графикам, утвержденным ГИС.

#### 9.3.3 Перед подъёмом давления в 1-ом контуре выше 1,8 МПа (18,4 кгс/см2) отключить трубопроводы низкого давления вспомогательных систем РУ с помощью граничной арматуры этих систем от трубопроводов высокого давления.

#### Разобрать электрическую схему силового питания задвижек, обеспечить индикацию концевых выключателей для дистанционного контроля положения граничной арматуры.. Штурвалы приводов закрыть на замки. Закрыть и опечатать шкафы электропитания задвижек.

#### Сборку схемы электропитания арматуры производить только по распоряжению НС АЭС с записью в оперативных журналах НСБ, НС РО, НС АСУ ТП.

#### Ежесменно контролировать с записью в оперативном журнале:

1) НСБ - состояние граничной арматуры по индикации положения на панелях БПУ и фрагментам СКУ;

2) НС АСУ ТП - закрытое и опечатанное состояние шкафов электропитания граничной арматуры.

#### 9.3.4 Уставки защит, блокировок и сигнализации должны быть выставлены в соответствии с перечнем.

#### 9.3.5 При работе аппаратуры СВРК персонал ОАСУ ТП и СЯБТ должен контролировать состояние и достоверность(один раз в смену) сигналов СВРД с анализом их работоспособности.

#### 9.3.6 Граничная арматура на трубопроводе воздухоудаления из автономного контура ГЦНА может открываться только по распоряжению НСБ.

#### 9.3.7 Запрещается разгерметизация герметичных помещений герметичного ограждения во время работы реакторной установки.

#### Разгерметизация герметичного ограждения допускается, если реакторная установка находится в «холодном» состоянии, состоянии «останов для ремонта», состоянии «перегрузка топлива».

#### Допуск персонала в герметичное ограждение (гермозону) при различных состояниях реакторной установки, в случае необходимости, должен осуществляться со шлюзованием в соответствии со специальной инструкцией.

#### 9.3.8 Вывод в ремонт систем, устройств или оборудования нормальной эксплуатации, приводящий к работе на время ремонта без резерва, допускается только по письменному разрешению ГИС.

**9.4 Организационные вопросы эксплуатации при останове энергоблока**

#### 9.4.1 Разрешение на плановый останов даёт НС АЭС после получения им соответствующего разрешения диспетчерских служб. При необходимости, для определения основных параметров технологического оборудования руководители подразделений – владельцев оборудования перед выводом энергоблока в плановый ремонт должны организовать проведение эксплуатационных испытаний по программам, согласованным и утверждённым в установленном порядке.

#### 9.4.2 Операции по плановой разгрузке энергоблока и его останову производятся оперативным персоналом по распоряжению НСБ.

#### 9.4.3 Ремонт, техническое обслуживание, проверки и испытания систем и элементов должны проводиться с оформлением допуска в установленном на АЭС порядке.

#### 9.4.4 Заблаговременно, перед плановым ремонтом энергоблока в установленном порядке должен составляться график проведения работ. Должен быть обеспечен контроль за выполнением ремонтных работ.

#### 9.4.5 Все работы по перемещению свежего и отработавшего топлива должны выполняться по специальным программам, утверждённым главным инженером АЭС и согласованным с заместителем по ядерной безопасности. При необходимости в программах указываются дополнительные меры безопасности, непредусмотренные настоящим регламентом.

#### 9.4.6 Перед снятием верхнего блока, а также перед извлечением БЗТ НСБ обязан лично убедиться в расцеплении штанг каждого ОР СУЗ. О расцеплении всех приводов СУЗ со своими штангами НСБ обязан сделать запись в оперативном журнале.

#### 9.4.7 В период перегрузки топлива реактора наблюдения за показаниями приборов СКП, индикаторов АКНП на БПУ ведёт ВИУР (НСБ), который обязан немедленно сообщать на пульт МП об устойчивом уменьшении периода реактора, увеличении нейтронной мощности, срабатывании аварийной или предупредительной сигнализации, а также неисправности СКП и АКНП РПУ, БПУ.

#### 9.4.8 Допуск персонала для работ на разуплотнённом 1-ом контуре и реакторе должен производиться в соответствии с требованиями специальной инструкции. При этом:

1) непосредственно выполняющий работы персонал должен быть одет в костюмы без пуговиц;

2) носильные предметы надёжно застрахованы от падения;

3) должна быть исключена возможность попадания посторонних предметов в реактор и БВ;

4) все операции по транспортировке ядерного топлива в пределах АЭС должны производиться в соответствии с предварительно разработанными программами и рабочими графиками с обязательным контролем безопасности

**9.5 Организационные вопросы обеспечения радиационной безопасности на АЭС**

#### 9.5.1 Администрация АЭС обеспечивает учёт доз облучения персонала, разработку и реализацию мероприятий по снижению облучаемости эксплуатационного персонала АЭС и привлекаемого к техническому обслуживанию персонала других организаций до разумного достижимого уровня.

#### 9.5.2 Администрация АЭС обеспечивает учёт количества, перемещения и места нахождения делящихся и радиоактивных материалов, свежего и отработавшего топлива, демонтированного радиоактивного оборудования, загрязненного инструмента, одежды, производственных отходов, других источников ионизирующего излучения.

#### 9.5.3 На АЭС должен быть обеспечен:

1) радиационно-технологический контроль;

2) радиационно-дозиметрический контроль помещений;

3) индивидуально-дозиметрический контроль;

4) радиационный контроль за состоянием объектов окружающей среды.

#### 9.5.4 На АЭС должен быть обеспечен контроль закрытия помещений зоны строго режима, защитной оболочки.

#### 9.5.5 Оперативная информация о важных радиационных параметрах, по которым установлены пределы безопасной эксплуатации, должна поступать на БПУ и РПУ, а также оперативному персоналу, отвечающему за поддержание АЭС в радиационно-безопасном состоянии. Информация должна доводиться до НСБ и НС АЭС.

#### 9.5.6 На АЭС должна быть предусмотрена кроме стационарной переносная аппаратура для измерения радиационных параметров, по которым установлены пределы безопасной эксплуатации. Должен быть также предусмотрен аварийный набор приборов для этих работ.

#### 9.5.7 На АЭС должен быть обеспечен непрерывный контроль количества радиоактивных веществ, поступающих с жидкими стоками или, в случае сбора жидких стоков в накопительной ёмкости, периодический контроль перед их сбросом во внешнюю среду.

#### 9.5.8 На АЭС должен быть обеспечен непрерывный и/или периодический контроль количества радиоактивных веществ, поступающих с газоаэрозольными выбросами в окружающую среду.

#### 9.5.9 При планировании радиационно-опасных работ производится расчет доз внешнего облучения на основе результатов радиационно-дозиметрического контроля помещений.

#### 9.5.10 Индивидуальному дозиметрическому контролю подлежит весь персонал АЭС и привлекаемый персонал, работающий в зоне строгого режима, а также командируемый персонал, посещающий эту зону.

#### 9.5.11 .Персонал АЭС обязан строго соблюдать режим зон, установленный нормативно-техническими документами. Порядок пересечения установленных границ зон людьми и радиоактивными материалами отражен в соответствующих инструкциях, утверждённых администрацией АЭС.

#### 9.5.12 Администрация АЭС должна систематически анализировать результаты медицинского и дозиметрического контроля персонала, а также радиационного контроля на территории АЭС и окружающей местности.

#### 9.5.13 Данные индивидуального дозиметрического контроля и дозы облучения персонала и лиц, посещающих зону строгого режима, должны храниться в течение всего срока службы АЭС. Данные по облучаемости персонала и профзаболеваниям должны направляться в соответствующие контролирующие органы.

#### 9.5.14 На АЭС должна быть специальная инструкция, регламентирующая учёт и контроль делящихся ядерных материалов и источников ионизирующих излучений, меры и средства, обеспечивающие эффективное ведение контроля и учёта.

#### 9.5.15 Не реже одного раза в год инвентаризационная комиссия АЭС должна проводить проверки фактического наличного количества делящегося и радиоактивного материала с определением его количества, состава, а также их изменений.

#### 9.5.16 При учёте топлива с помощью СКУ допускается хранение всей информации на магнитных носителях с дублированием в журналах.

#### 9.5.17 Материально-балансовые учётные документы должны храниться не менее трёх лет после отправления топлива с АЭС.

**9.6 Организационные вопросы обеспечения безопасной эксплуатации при отклонениях от нормальной эксплуатации**

#### 9.6.1 Конкретные действия оперативного персонала по ведению технологических операций при возникновении нарушений нормальной эксплуатации и аварий, рассмотренных в проекте, должны определяться следующими документами:

1) производственными инструкциями (ИЭ);

2) Инструкция по ликвидации аварий на реакторной установке АЭС Бушер-1 52.BU.1 0.00.AB.WI.ATEX.003;

3) Инструкция по ликвидации нарушений в турбинном отделении   
52.BU.1 ZF.00.AB.WI.ATEX.004;

1. Инструкция по ликвидации нарушений в электрической части блока   
   52.BU.1 0.00.AB.WI.ATEX.005;
2. Инструкция по ликвидации нарушений в работе АСУ ТП   
   52.BU.1 0.00.AB.WI.ATEX.006.

#### При непроектном развитии аварии оперативный персонал должен действовать в соответствии с “Руководством по управлению запроектными авариями”.

#### 9.6.2 В случае возникновения аварии действия оперативного персонала дополнительно определяются “Планом мероприятий по защите персонала в случае аварии на АЭС”. Администрация АЭС в установленном порядке оповещает об инциденте на АЭС соответствующие органы.

#### 9.6.3 Лицом, непосредственно отвечающим за первоначальную оценку аварии и принимающим решение о введении в действие “Планов мероприятий по защите персонала в случае радиационной аварии на АЭС” при отсутствии директора или лица, его замещающего, является НС АЭС.

#### 9.6.4 Оператор РУ имеет право и обязан самостоятельно остановить реактор в случаях, предусмотренных технологическим регламентом, и если дальнейшая работа угрожает безопасности АС.

#### 9.6.5 При возникновении в отдельных помещениях энергоблока условий, опасных для жизни и здоровья людей, НСБ обязан организовать эвакуацию персонала из этих помещений и обеспечить силами подчинённого ему персонала выполнение мер, исключающих доступ лиц в эти помещения.

#### 9.6.6 НС АЭС обязан сообщать обо всех нарушениях в работе энергоблока. Сообщения должны делаться по перечням организаций и должностных лиц в зависимости от характера нарушения.

#### 9.6.7 При эксплуатации с отклонениями (с нарушением эксплуатационных пределов или условий, но без нарушений пределов или условий безопасной эксплуатации) оперативным персоналом должна быть восстановлена нормальная эксплуатация, а в случае невозможности восстановления нормальной эксплуатации реактор должен быть остановлен.

#### 9.6.8 При эксплуатации на АЭС должны обеспечиваться сбор, обработка, анализ, хранение информации об отказах элементов систем, важных для безопасности, и неправильных действиях персонала.

#### 9.6.9 Вывод из состояния готовности отдельных каналов системы безопасности, не связанный с устранением неработоспособного состояния элементов канала, на время, разрешённое настоящим технологическим регламентом, не считается нарушением в работе блока.

#### 9.6.10 Имевшие место нарушения пределов и условий безопасной эксплуатации, включая аварии, должны тщательно расследоваться комиссиями в соответствии с действующими положениями.

#### 9.6.11 До образования комиссии по расследованию нарушения в работе АЭС администрация АЭС обязана принять меры по сохранению обстановки на месте нарушения такой, какой она была во время нарушения, прекратить все работы на системах (элементах), где произошло нарушение, если это не представляет опасности для жизни людей и не вызывает дальнейшего развития нарушения.

#### 9.6.12 До начала работы комиссии администрация АЭС должна:

1) определить характер и масштаб нарушения;

2) организовать, при необходимости вызов представителей соответствующих организаций;

3) принять меры по сохранению диаграмм регистрирующих приборов, осциллограмм, распечаток, магнитофонных записей оперативных переговоров, оперативных журналов;

4) зарегистрировать значения нейтронно-физических характеристик реактора, положение коммутационной аппаратуры, отключающей и регулирующей арматуры, блинкеров, накладок во время нарушения;

5) собрать непосредственно после сдачи смены объяснительные записки персонала, участвовавшего в ликвидации нарушения, его очевидцев, руководящего персонала цехов;

6) подготовить на основании имеющихся первичных материалов графики (в едином масштабе времени) изменений параметров при возникновении и развитии нарушения, необходимые для анализа работы систем (элементов), с нанесенными на них отметками о переключениях, срабатывании технологических защит, блокировок;

7) подготовить необходимую проектную документацию, протоколы испытаний, осмотров, проверок, схемы, инструкции по эксплуатации;

8) подготовить документацию по ремонту, а также информацию о ранее имевших место аналогичных нарушениях на АЭС.

#### 9.6.13 Должны быть созданы и поддерживаться в постоянной готовности внешний и внутренний аварийные центры, оснащенные необходимым оборудованием, приборами и средствами связи, из которых должно осуществляться руководство реализацией планов в случае аварии.

**10 ИСПЫТАНИЯ И ПРОВЕРКИ СИСТЕМ И ОБОРУДОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКА**

**10.1 Общие положения**

* + - 1. 10.1.1 Настоящий раздел определяет основные способы, порядок, объём и периодичность эксплуатационных проверок оборудования систем, важных для безопасности, а также основные критерии, при выполнении которых оборудование считается работоспособным.
      2. 10.1.2 В настоящем разделе не рассматриваются следующие виды эксплуатационных проверок:

1) контроль металла оборудования, гидравлические испытания сосудов и трубопроводов на герметичность и прочность и технические освидетельствования, которые должны проводиться в соответствии со специальными Правилами и нормами регулирующего органа;

2) профилактические осмотры, ревизии и ремонты оборудования, которые должны проводиться в соответствии с требованиями проектно-конструкторской и заводской документации;

3) проверки электрооборудования, которые должны проводиться в соответствии с Нормами испытаний электрооборудования.

* + - 1. 10.1.3 Готовность к функционированию оборудования систем, важных для безопасности, защит и блокировок обеспечивается рядом организационных и технических мероприятий, включающих:

1) разработку и реализацию графиков проведения проверок;

2) разработку программ по каждому виду проверок;

3) организацию и проведение соответствующего обучения персонала;

4) учёт выполнения проверок с анализом всех выявленных замечаний;

5) ограничение доступа персонала в помещения, где расположено оборудование СБ, в устройства защит, блокировок и управления;

6) учёт в сетевых графиках пуска энергоблока после ППР времени, необходимого для проведения проверок;

7) своевременное устранение выявленных дефектов и повреждений;

8) учёт работы ТЗБ с анализом причин их неправильного функционирования;

9) порядок работы с инжиниринговой станцией при имитации сигналов защит и блокировок;

10) соблюдение порядка выполнения проверок, требований проектно-конструкторской и заводской документации.

**10.2 Объём и периодичность проверок оборудования и систем**

* + - 1. 10.2.1 Объём испытаний систем, важных для безопасности, при пуске энергоблока определён в таблице 10.2.1.
      2. При работе на мощности объём проведения периодических проверок оборудования и систем, важных для безопасности, находящихся в резерве, определён в таблице 10.2.2.
      3. В процессе останова блока проводятся проверки и испытания согласно таблице 10.2.3.
      4. Конкретные требования по периодичности испытаний и критериям успешного завершения испытаний систем, важных для безопасности, для режимов пуска, работы на мощности, в процессе останова, указаны в 52.BU.1 0.00.AB.WI.ATEX.010 «Регламент проверок и испытаний систем РУ, важных для безопасности».
      5. 10.2.2 До перевода энергоблока на минимальный контролируемый уровень мощности после перегрузки топлива, после среднего или капитального ремонта должны быть проведены все испытания и проверки технологического оборудования и систем, важных для безопасности, в объёме, указанном в таблице 10.2.1.
      6. 10.2.3 Объём и периодичность проверок защит и блокировок в период эксплуатации энергоблока определяются специальным регламентом (графиком).
      7. 10.2.4 Объём и периодичность проверок и испытаний оборудования САЭ определены в соответствии с требованиями заводской документации на электрооборудование, Основных правил обеспечения эксплуатации атомных станций, Инструкции по эксплуатации и техническому обслуживанию на атомных станциях, а также в соответствии с эксплуатационными инструкциями, которые должны соблюдаться при эксплуатации и ремонте САЭ и приведены в таблицах 10.2.1, 10.2.2, 10.2.3. Выявленные при проверках и испытаниях САЭ неисправности должны быть устранены, после чего должна быть проведена повторная проверка в полном объёме. Внеочередные проверки САЭ и отдельных её элементов производятся:

1) после устранения дефектов, влияющих на работоспособность САЭ, появившихся при эксплуатации;

2) перед пуском блока из “холодного” состояния, в случае продолжительности простоя блока более десяти суток (с запуском механизмов СБ по программе ступенчатого пуска по фактору обесточивания секций электропитания);

3) перед вводом блока в работу после ППР или капитального ремонта (с запуском механизмов СБ при наличии технологического аварийного сигнала).

* + - 1. 10.2.5 При пуске энергоблока производится комплексная проверка СУЗ:
      2. 1) автоматического регулятора мощности АРМ;
      3. 2) устройства разгрузки и ограничения мощности РОМ;
      4. 3) устройства ускоренной предупредительной защиты УПЗ;
      5. 4) устройств формирования сигналов АЗ, ПЗ;
      6. 5) устройств электропитания СУЗ;
      7. 6) устройств аппаратуры контроля нейтронного потока АКНП;
      8. 7) проверяется работоспособность приводов СУЗ;
      9. 8) проверяются системы индивидуального и группового управления ОР СУЗ, устройства управления и контроля за положением ОР СУЗ, функционирование алгоритмов индивидуального и группового управления, контроля положения ОР СУЗ;
      10. 9) проверяется воздействие аварийных и предупредительных защит на ОР СУЗ, включая проверку от ключей ПЗ и АЗ БПУ и РПУ.
      11. По окончании комплексная проверка СУЗ оформляется записью в “Журнале актов”.
      12. 10.2.6 Проверка работоспособности СВРД системы ВРК в целом должна осуществляться каждый раз по достижении мощности реактора 60 % от номинальной после перегрузки топлива и не реже одного раза в месяц при работе реактора на мощности. Индивидуальные характеристики ТП, а также коэффициенты перевода измеренных сигналов в физические величины должны быть введены в СВРК до вывода на МКУ.
      13. 10.2.7 Система герметичного ограждения должна ежегодно испытываться на герметичность давлением 0.18 МПа (1.836 кгс/см2 изб).
      14. После каждого нештатного разуплотнения элементов системы герметичного ограждения, после ремонта или замены элементов, влияющих на герметичность и плотность, должны проводиться испытания на герметичность давлением 0.18 МПа (1.836 кгс/см2 изб). Не допускается эксплуатация энергоблока при несоответствии плотности системы герметичных ограждений установленным требованиям.
      15. Локальные испытания отсечной арматуры на системах поддержания разрежения и на спецканализации ГО должны проводиться перед испытаниями ГО на герметичность.
      16. Экспресс-опробование контура герметизации вакуумированием (величина разряжения - (150÷275) Па) с помощью вытяжной вентсистемы TL09 проводить после останова энергоблока на ППР с проведением ремонта элементов контура герметизации, но не реже одного раза в год и после каждого нештатного разуплотнения оболочки.
      17. Испытания ГО на герметичность необходимо проводить в соответствии с программой проведения испытаний герметичного ограждения.
      18. 10.2.8 В период эксплуатации, если проводились работы по замене участков трубопроводов, могущих привести к изменению гидравлических характеристик линии сброса от КД в барботёр систем аварийного газоудаления, должны быть проведены испытания, подтверждающие проектные гидравлические характеристики трубопровода в целом.

Факторами, которые могут изменить коэффициент гидравлического сопротивления линии сброса давления, следует считать:

1) работы, связанные с заменой арматуры или её ремонтом;

2) замену участков трубопроводов.

* + - 1. 10.2.9 В период эксплуатации, если проводились работы связанные с ремонтом ИПУ, или работы по ремонту и замене участков подводящего и сбросного трубопроводов, могущих привести к изменению проектной величины расхода через ИПУ КД, должны быть проведены испытания, аналогичные испытаниям, подтверждающие проектные гидравлические характеристики трубопровода в целом.
      2. Проверки и испытания трубопроводов системы защиты совмещаются с проверками и испытаниями системы 1-го контура и проводятся в объёме и с периодичностью в соответствии с ПНАЭ Г-7-008-89 “Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок”.
      3. 10.2.10 В период останова энергоблока на перегрузку оборудование системы компенсации давления должно подвергаться профилактическому осмотру. Перед осмотром, при необходимости, должна быть проведена дезактивация.
      4. Профилактический осмотр должен включать в себя визуальный осмотр и контроль металла неразрушающими методами.
      5. Должен быть осуществлён замер сопротивления изоляции и электрического сопротивления цепей ТЭН. Сопротивление изоляции должно быть не менее 2,2 МОм (для блока ТЭН) и 20 МОм (для нагревателей). Сопротивление цепей блока ТЭН должно быть не более 1,57 Ом. Техническое обслуживание КД необходимо проводить в соответствии с требованиями технической документации.
      6. Визуальному осмотру должно быть подвергнуто все оборудование системы компенсации давления, включая пружинные подвески, аварийные тросы, опоры, гидроамортизаторы. Цель визуального осмотра - обнаружение возможных дефектов, течей или неплотностей и проверка соответствия положения опор, тросов, пружинных подвесок гидроамортизаторов требованиям конструкторской документации.
      7. Периодически, не реже одного раза в год при проведении перегрузки, на расхоложенном 1-ом контуре в ходе перегрузки топлива реактора должно выполняться:

1) для гидроамортизаторов - измерение величины выдвижения штока от полностью вдвинутого положения;

2) для пружинных опор и подвесок - измерение высоты пружин;

* + - 1. 10.2.11 В период эксплуатации при появлении или обнаружении факторов, могущих привести к отступлению от проектной величины коэффициента гидравлического сопротивления линии САОЗ, должны быть проведены испытания направленные на проверку и подтверждение проектных величин коэффициентов.
      2. Испытание пассивной части САОЗ для проверки работоспособности каналов в целом и определения коэффициента гидравлического сопротивления линий гидроёмкость - реактор с проливом раствора борной кислоты в разуплотнённый реактор при давлении в гидроемкостях (1,76÷2,35) МПа ((18÷24) кгс/см2) должно производиться:

1) после замены обратных клапанов Ду 300;

2) после замены запорных задвижек Ду 300;

3) после проведения ремонтных работ на обратных клапанах Ду 300, запорных задвижках Ду 300 или трубопроводах Ду 300, которые могут привести к изменению гидравлического сопротивления линии САОЗ;

4) при увеличении сверх допустимой величины перепада давления, необходимого для открытия обратного клапана.

* + - 1. 10.2.12 В начале топливной кампании должны быть проведены следующие физические эксперименты (перечень испытаний может быть дополнен):

1) на минимальном контролируемом уровне мощности реактора определяются:

а) критическая концентрация борной кислоты в теплоносителе первого контура;

b) коэффициент реактивности по концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура;

c) суммарный температурный коэффициент реактивности (по температуре топлива и теплоносителя);

d) эффективность рабочей группы ОР СУЗ.

2) на уровне мощности реакторной установки до 1 % Nном измеряется эффективность АЗ реактора (в том числе и без одного наиболее эффективного ОР СУЗ);

3) в течение всей кампании в стационарном режиме на номинальном уровне мощности необходимо контролировать и фиксировать в электронном архиве:

а) текущую концентрацию борной кислоты в теплоносителе первого контура;

b) коэффициенты неравномерности энерговыделения в активной зоне реактора, линейное энерговыделение по высоте твэл;

c) мощность реактора, определенную по разным способам;

d) положение органов регулирования.

#### По полученным результатам не реже одного раза в месяц производится сопоставление расчётных и восстановленных полей энерговыделения.

* + - 1. 10.2.13 Объём проверок систем радиационного контроля определён в таблице 10.2.4.
      2. Конкретные требования по периодичности испытаний и критериям успешного завершения испытаний систем радиационного контроля указаны в инструкции по эксплуатации ОАСУ ТП.
      3. 10.2.14 Для общестанционной системы надежного электроснабжения ОРДЭС 10GY50 установлен следующий объем проверок на основании утвержденного в установленном порядке графика:
      4. - при работе блока на мощности ежемесячно должны выполняться проверки работоспособности ДГУ и вспомогательных систем при его пуске и развороте на внешнюю сеть;
      5. - ежегодно, перед пуском энергоблока после проведения ППР с перегрузкой топлива должна выполняться проверка работоспособности технологических систем и оборудования при выполнении комплексных испытаний в режиме обесточивания секций 10BK, 10BL , запуска ДГУ 10GY50 и ступенчатого включения механизмов.

Таблица 10.2.1 - Перечень проверок и испытаний систем и оборудования, важных для безопасности, выполняемых во время ППР и в период пуска энергоблока после перегрузки топлива

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| №  п/п | Вид испытания | Условия проведения проверки, испытания | Периодичность проверки, сроки испытаний | Критерии успешности выполнения проверки, испытаний |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | Система гидроемкостей первой ступени (пассивная часть САОЗ) YT11,12,13,14B001 | | | |
| 1.1 | Испытания системы на плотность | На участке от реактора до задвижек YT11(12,13,14)S001 минимальная температура трубопроводов САОЗ 30°С на протяжении всего срока службы. Давление испытаний на плотность 17,6 МПа  (180 кгс/см2). На участке от задвижек YT11(12,13,14)S001 до емкости (включая емкость) минимальная температура металла 30°С на протяжении всего срока службы. Давление испытаний на плотность 6,7 МПа  (68,34 кгс/см2). ПК емкости САОЗ застопорены. Выдержка под давлением – в течение времени, достаточного для осмотра | После каждого разуплотнения | В процессе испытаний при осмотре не обнаружено течей уплотнительных соединений |

| Продолжение таблицы 10.2.1 | | | | | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №  п/п | Вид испытания | Условия проведения проверки, испытания | | | Периодичность проверки, сроки испытаний | | | Критерии успешности выполнения проверки, испытаний |
| 1.2 | Гидравлические испытания емкостей и трубопроводов САОЗ | На участке от реактора до задвижек YT11(12,13,14)S001 минимальная температура трубопроводов САОЗ 30°С на протяжении всего срока службы. Допустимые пределы колебаний давления при гидравлических испытаниях 24,5-25 МПа (249,9 – 255 кгс/см2).Давление осмотра  19,6 МПа (200 кгс/см2). На участке от задвижек YT11(12,13,14)S001 до емкости (включая емкость) минимальная температура металла 30°С на протяжении всего срока службы. Давление гидравлических испытаний, допустимые пределы колебаний 8,3±0,2 МПа (84,74±2,04 кгс/см2). Давление осмотра 6,7 МПа (68,34 кгс/см2). ПК емкостей САОЗ застопорены. Выдержка под давлением – в течение времени, достаточного для осмотра | | | * + - 1. Не реже одного раза в четыре года или после каждого проведения ремонта с применением нагрева, сварки или замены деталей, несущих нагрузку от давления | | | * + - 1. В процессе испытаний и при осмотре не обнаружено течей и разрывов металла, в процессе выдержки 10 минут при давлении гидравлических испытаний давление не выходило за установленные пределы, а после испытаний не выявлено остаточных деформаций |
| 1.3 | Опробование емкостей САОЗ с проливом. Проверка работоспособности электрических схем сигнализации положения обратных клапанов. Проверка открытия и закрытия по уставке быстродействующих задвижек. Проверка работоспособности электрических схем питания, управления, сигнализации положения ЗЗ с БПУ и РПУ. Проверка работоспособности электрических схем сигнализации положения арматуры байпасных линий | Начальные параметры в реакторе: температура 95-130 °С; давление 6,4-6,9 МПа (65 - 70 кгс/см2); температура в емкостях не менее 55 °С. Емкости заполнены до уровня 6,3 м, давление 5,88 МПа  (60 кгс/см2) арматура закрыта | | | Один раз в четыре года, либо после проведения ремонтных работ на обратных клапанах для одного канала. Для остальных каналов пассивного узла САОЗ проверяется работоспособность активных элементов без слива воды в реактор | | | Затворы обратных клапанов начинают открываться при перепаде на них 0,029 МПа (0,29 кгс/см2). Сигнализация положения затворов обратных клапанов на БПУ и РПУ соответствует положению запорных органов. Отсечные быстро действующие задвижки закрываются при достижении уставки закрытия. Время полного закрытия 10 с. Сигнализация положения затворов арматуры на БПУ и РПУ соответствует положению запорных органов. Электроприводная арматура управляется без замечаний. Сигнализация арматуры соответствует реальному положению запорных органов |
| 1.4 | Проверка соответствия давления срабатывания ПК реальным повышением давления | Емкости заполнены до уровня 6,3 м, давление 5,88 МПа (60 кгс/см2), арматура закрыта | | | Один раз в год во время ППР с перегрузкой топлива. | | | Давление открытия-закрытия ПК соответствует давлениям, представленным в примечании. Допустимые отклонения от заданных величин «открытия-закрытия» клапана: не более 0,1 МПа (1,02 кгс/см2). Исправна сигнализация положения затвора |
|  | Примечание  1. Допускается производить проверку и настройку пружин ИК при подаче давления от переносного источника давления (газового баллона), оснащенного образцовым  манометром. Подача азота осуществляется через клапан настройки, настройка пружин ИК производится в соответствии с инструкцией предприятия изготовителя.  1.1 Давление начала открытия от пружины:  - контрольный клапан: 6,69 МПа (68,2 кгс/см2)  - рабочий клапан: 6,75 МПа (68,9 кгс/см2)  1.2 Давление полного открытия от пружины  - контрольный клапан: 6,94 МПа (70,8 кгс/см2)  - рабочий клапан:7,0 МПа (71,4 кгс/см2)  1.3 Давление закрытия от пружины  - контрольный клапан: 5,73 МПа (58,5 кгс/см2)  - рабочий клапан: 5,73 МПа (58,5 кгс/см2)  2. Проверку по п.1.4 допускается проводить на аттестованном стенде | | | | | | | |
| 2 | Гидроемкости САОЗ второй ступени (пассивная часть САОЗ) TH16,17,26,27,36,37,46,47B001 | | | | | | | |
| 2.1 | Испытания системы на плотность | На участке от реактора до задвижек TH16(17,26,27,36,37,46,47)S001 минимальная температура трубопроводов САОЗ 30°С на протяжении всего срока службы. Давление испытаний на плотность 17,6 МПа  (180 кгс/см2). На участке от задвижек TH16(17,26,27,36,37,46,47)S001 до емкости (включая емкость) минимальная температура металла 30°С на протяжении всего срока службы. Давление испытаний на плотность 2,8 МПа (28,48 кгс/см2). ПК емкости САОЗ застопорены. Выдержка под давлением – в течение времени, достаточного для осмотра | После каждого разуплотнения | | | | В процессе испытаний при осмотре не обнаружено течей уплотнительных соединений | |
| 2.2 | Гидравлические испытания емкостей и трубопроводов САОЗ | На участке от реактора до задвижек TH16(17,26,27,36,37,46,47)S001 минимальная температура трубопроводов САОЗ 30°С на протяжении всего срока службы. Допустимые пределы колебаний давления при гидравлических испытаниях 24,5-25 МПа (249,9 – 255 кгс/см2).Давление осмотра  19,6 МПа (200 кгс/см2). На участке от задвижек TH16(17,26,27,36,37,46,47)S001 до емкости (включая емкость) минимальная температура металла 30°С на протяжении всего срока службы. Давление гидравлических испытаний, допустимые пределы колебаний 3,125±0,2 МПа  (31,9±2,04 кгс/см2). Давление осмотра  2,24 МПа (22,9 кгс/см2). ПК емкостей САОЗ застопорены. Выдержка под давлением – в течение времени, достаточного для осмотра | * + - 1. Не реже одного раза в четыре года или после каждого проведения ремонта с применением нагрева, сварки или замены деталей, несущих нагрузку от давления | | | | * + - 1. В процессе испытаний и при осмотре не обнаружено течей и разрывов металла, в процессе выдержки 10 минут при давлении гидравлических испытаний давление не выходило за установленные пределы, а после испытаний не выявлено остаточных деформаций | |
| 2.3 | Опробование емкостей САОЗ с проливом. Проверка работоспособности электрических схем сигнализации положения обратных клапанов. Проверка работоспособности электрических схем питания, управления, сигнализации положения ЗЗ с БПУ и РПУ. Проверка работоспособности электрических схем сигнализации положения арматуры байпасных линий | Начальные параметры в реакторе: температура менее 85 °С; давление 1,5-1,8 МПа (15 - 18 кгс/см2); емкости заполнены до номинального уровня, давление 2,45 МПа  (25 кгс/см2) арматура закрыта | Один раз в четыре года, либо после проведения ремонтных работ на обратных клапанах для двух каналов. Для остальных каналов пассивного узла САОЗ проверяется работоспособность активных элементов без слива воды в реактор | | | | Затворы обратных клапанов начинают открываться при перепаде на них 0,029 МПа (0,29 кгс/см2). Сигнализация положения затворов обратных клапанов на БПУ и РПУ соответствует положению запорных органов. Сигнализация положения затворов арматуры на БПУ и РПУ соответствует положению запорных органов. Электроприводная арматура управляется без замечаний. Сигнализация арматуры соответствует реальному положению запорных органов | |
| 2.4 | Проверка соответствия давления срабатывания ПК реальным повышением давления | Емкости заполнены до номинального уровня, давление 2,45 МПа (25 кгс/см2), арматура закрыта | Один раз в год во время ППР с перегрузкой топлива. | | | | Давление открытия-закрытия ПК соответствует давлениям, представленным в примечании. Допустимые отклонения от заданных величин «открытия-закрытия» клапана: не более 0,1 МПа (1,02 кгс/см2). Исправна сигнализация положения затвора | |
|  | Примечание  1. Допускается производить проверку и настройку пружин ИК при подаче давления от переносного источника давления (газового баллона), оснащенного образцовым манометром. Подача азота осуществляется через клапан настройки, настройка пружин ИК производится в соответствии с инструкцией предприятия изготовителя.  1.1 Давление начала открытия от пружины:  2,88 МПа (29,38 кгс/см2)  1.2 Давление полного открытия от пружины:  2,93 МПа (29,54 кгс/см2)  1.3 Давление закрытия от пружины:  2,43 МПа (24,45 кгс/см2)  2. Проверку по п.2.4 допускается проводить на аттестованном стенде | | | | | | | |
| 3 | Система защиты 1-го контура от превышения давления YP21,22,23S001 | | | | | | | |
| 3.1 | Проверка работоспособности ИПУ и схем управления со срабатыванием ГК от КУ. | Реактор в подкритичном состоянии,  СН3ВО3 - не менее 16 г/дм3,  Т1к=(260÷280) °С  Р1к=144 кг/см2 (13.7 МПа),  в КД паровая подушка, НКД=8500 мм,  в работе два ГЦНА. | Перед пуском блока после перегрузки. | | | | ГК YP21,22,23S001 работоспособны при открытии от КУ, сигнализация ИПУ и клапанов ДЛУ исправна. Время открытия ГК с момента выдачи сигнала - не более 1 сек. | |
| 3.2 | Проверка настройки пружин ИК от постороннего источника давления без срабатывания ГК (при закрытом ОК). | Реактор в подкритичном состоянии,  концентрация Н3ВО3 - не менее 16 г/дм3,  Т1к=(250÷270) °С  Р1к=125 кгс/см2 (12,25 МПа), в КД паровая подушка,  Нкд=8000 мм, в работе не менее двух ГЦНА. | 1 раз в 2 года в период разогрева блока после ППР. | | | | Давление настройки пружин ИК соответствует проектному  Сигнализация ИК и ОК исправна. | |
| 3.3 | Проверка цепей управления ИПУ и блокировки ОК. | Реактор в подкритичном состоянии,  концентрация НзВОз - не менее 16 г/дм3,  Т1к=(20÷60) °С;  Р1к - не более 35 кгс/см2 (3,43 МПа). | Перед разогревом блока после ППР. | | | | Цепи управления ИК, ДЛУ и ОК исправны и функционируют от действия КУ и при подаче тарировочных токовых сигналов от стенда проверки ИК ИПУ. При выдаче двух сигналов: "открыт ИК" и "токового" сигнала Р1к=155 кгс/см2 (15,19 МПа) срабатывает ОК. | |
| 3.4 | Проверка функционирования ИК без срабатывания ГК от КУ с БПУ и РПУ. | Реактор в подкритическом состоянии, концентрация борной кислоты - не менее 16 г/кг. Т1к=(260÷280) °С. Р1к= 144 кгс/см2 (13,7 МПа). В КД паровая подушка, Нкд=8500 мм.  В работе не менее двух ГЦНА. | 1 раз в год при разогреве блока после ППР. | | | | ИК YP21,22,23S002,003 работоспособны от КУ с БПУ и РПУ. Сигнализация исправна. При закрытом отключающем клапане не происходит открытие ГПК. | |
| 3.5 | Проверка клапанов ДЛУ с БПУ и РПУ без срабатывания ГК. | При номинальных параметрах I контура. | Один раз в полгода. | | | | Клапаны ДЛУ работоспособны от КУ с БПУ и РПУ. Сигнализация исправна. | |
| 3.6 | Проверка ИПУ реальным повышением давления. | Реактор в подкритическом состоянии, концентрация борной кислоты - не менее 16 г/дм3. Т1к=(270÷280) °С. Р1к=(160÷190) кгс/см2 ((15,7÷18,6)МПа) | Перед расхолаживанием при останове на ППР. Каждое ИПУ проверяется 1 раз в 3 года. | | | | Давление открытия и закрытия ИК и главного предохранительного клапана соответствует проектным значениям. Исправна сигнализация клапанов ИПУ. | |
| 4 | Система компенсации давления YP | | | | | | | |
| 4.1 | Испытания на плотность системы КД | Испытания на плотность системы КД проводятся в составе первого контура РУ на подкритичном реакторе. Состояние систем и оборудования - в соответствии с инструкцией по эксплуатации РУ и инструкцией по эксплуатации оборудования первого контура. Давление испытаний 17,6±0,5 МПа (179,52±5,1 кгс/см2). Минимальная температура поверхности корпуса КД 75 °С на протяжении всего срока службы | После каждого разуплотнения | | | | В ходе испытаний и при осмотре не обнаружено течей | |
| 4.2 | Гидравлические испытания системы КД | Гидравлические испытания системы КД (до ИПУ) проводятся в составе первого контура РУ на подкритичном реакторе. Состояние систем и оборудования - в соответствии с инструкцией по эксплуатации РУ и инструкцией по эксплуатации оборудования первого контура. Давление гидроиспытаний от 24,5 до 25 МПа (от 249,9 до 255 кгс/см2). Давление осмотра от 19,6 до 20,6 МПа (от 199,92 до 210 кгс/см2). Минимальная температура поверхности корпуса КД 75 °С на протяжении всего срока службы | Не реже одного раза в четыре года или после каждого проведения ремонта с применением нагрева, сварки или замены деталей, несущих нагрузку от давления | | | | В ходе испытаний и при осмотре не обнаружено течей и разрывов металла. В процессе выдержки падение давления не выходит за установленные пределы, а после испытаний не выявлено остаточных деформаций | |
| 4.3 | Гидравлические испытания барботера с участком трубопровода сброса до ИПУ КД | Барботер заполнен водой, из него полностью удален воздух; КИП барботера включены; вместо предохранительных мембран установлены заглушки. Реактор находится в подкритичном состоянии. Давление в первом контуре не менее 1,47 МПа (15 кгс/см2). Температура стенок корпуса барботера не менее 20 °С на протяжении всего срока службы. Давление гидравлических испытаний 0,98 МПа (10,0 кгс/см2). Давление осмотра 0,79 МПа (8,0 кгс/см2) | Один раз в восемь лет | | | | В процессе испытаний и при осмотре не обнаружено течей и разрывов металла, в процессе выдержки при давлении ГИ давление не выходило за установленные пределы, а после испытаний не выявлено остаточных | |
| 4.4 | Контроль перемещений оборудования системы КД в процессе разогрева | Реактор находится в подкритичном состоянии. Температура первого контура в интервале 20-290 °С | При каждом разогреве | | | | Перемещение штоков гидроамортизаторов происходит в соответствии с графиками «Температура-перемещение», полученными при вводе энергоблока в эксплуатацию и включенными в руководство по эксплуатации РУ | |
| 4.5 | Проверка работоспособности арматуры системы КД | Реактор находится в подкритичном состоянии, в КД азотная подушка, давление в первом контуре 1,9 МПа (19,38 кгс/см2) | При каждой подготовке к пуску | | | | Арматура работоспособна при действии от электроприводов, исправна сигнализация положения запорных органов | |
| 4.6 | Проверка срабатывания групп ТЭН КД (включение и отключение по давлению на выходе из реактора) | Реактор в подкритическом состоянии, концентрация H3BO3 16- 20 г/дм3,  Т1к=260-290 ºС,  Ткд – соответствует температуре насыщения (346 °С)  при , Р1к=15,39÷15,78 МПа (157÷161 кгс/см2),  Нкдне менее 5700 мм | При каждой подготовке к пуску | | | | Включение и отключение групп ТЭН КД в соответствии с заданными уставками | |
| 4.7 | Проверка работоспособности регулятора уровня в процессе заполнения и разогрева. | Реактор находится в подкритическом состоянии. 1-й контур заполнен водой. Концентрация борной кислоты - не менее 16 г/дм3. Давление 1-го контура-(20÷160) кгс/см2 ((1,96÷15,7) МПа). Температура при разогреве в интервале (20÷290) °С. | Каждый раз при подготовке к пуску. | | | | Регулятор поддерживает следующие значения уровня:  при дозаполнении оборудования  1-го контура - (11700±150) мм, при разогреве - (11200±150) мм. | |
| 4.8 | Контроль плотности разъёмов люков. | Состояние РУ перед пуском. | При каждом уплотнении люка. | | | | Величина вытяжки шпильки - (0,24±0,01) мм | |
| 4.9 | Проверка работоспособности регулятора давления 1-го контура YPR10DP001, YPR10DP002. | Реактор в подкритичном состоянии,  СНзВОз - не менее 16 г/дм3,  Т1к=280 °С.,  Р1к=160 кгс/см2 (15,7 МПа),  в КД паровая подушка,  ТКД=345,6°С,  Нкд=8700 мм,  в работе- четыре ГЦНА. | Перед пуском блока после ППР. | | | | При понижении давления за допустимые пределы последовательно включаются группы электронагревателей. При повышении давления за допустимые пределы открываются клапаны на линии впрыска. Регулятор поддерживает давление в 1-ом контуре с точностью ± 1,5 кгс/см2 (±0,15 МПа). | |
| 4.10 | Контроль положения гидроамортизаторов. | Реактор в «холодном» состоянии.  Температура 1-го контура - в интервале (20290 )°С. | Перед пуском блока после ППР | | | | Величина перемещений отличается от проектных, не более чем на 10 мм. | |
| 4.11 | Замер сопротивления изоляции и электрического сопротивления ТЭН. | Реактор- в состоянии "холодный останов". Уровень в КД не ниже 3500 мм. | Один раз в год или в случае попадания воды или раствора бора на наружную поверхность. | | | | Сопротивления изоляции блока ТЭН в холодном состоянии должно быть не менее 1 МОм. | |
| 4.12 | Проверка эффективности впрыска в КД. Определение скорости снижения давления в КД при работе одной или двух линий впрыска в КД. | Реактор в подкритичном состоянии,  СНзВОз - не менее 16 г/кг,  Т1к=280 °С,  Р1к=160 кгс/см2 (15,7 МПа), в КД паровая подушка,  ТКД=345,6°С,  Нкд=8700 мм,  в работе четыре ГЦНА. | Перед пуском блока после ППР. | | | | Скорость снижения давления в 1-ом контуре при работе одной или двух линий впрыска в КД должна быть не менее -0,00673t+2,18 (кгс/см2/с), где t – температура впрыскиваемой воды (расход впрыска 150 кг/с). Время срабатывания YP11,12S002 – не более  10 с, | |
| 5 | Главный циркуляционный трубопровод | | | | | | | |
| 5.1 | ГИ | При комплексных испытаниях в составе РУ. Температура стенок ГЦТ > 60°С. Теплоизоляция снята в местах расположения сварных соединений | Один раз в четыре года | | | | Отсутствие течей и разрывов металла. Отсутствие видимых остаточных деформаций | |
| 5.2 | Испытания на плотность | В составе РУ.  Теплоизоляция установлена | Ежегодно | | | | Отсутствие течей | |
| 5.3 | Визуальный осмотр контрольных отверстий на патрубках замера температуры | Теплоизоляция снята | При проведении ГИ | | | | Отсутствие подтеков раствора борной кислоты | |
| 5.4 | Контроль тепловых перемещений | ГЦТ заполнен водой.  Температура теплоносителя первого контура 70-320°С | При каждом разогреве- расхолаживании | | | | Непревышение контрольных значений | |
| 6 | Парогенератор с опорами YB10,20,30,40W001 | | | | | | | |
| 6.1 | Проверка возможности свободного перемещения ПГ, его роликовых опор и гидроамортизаторов от температурного расширения трубопроводов и ПГ | Условия проведения проверки, испытания При температуре корпуса ПГ 20-50, 100, 200 и 278°С | После каждого ППР в процессе разогрева | | | | Зависимости свободного перемещения ПГ по показаниям датчиков положения поршней каждого гидроамортизатора ПГ при изменении температуры воды первого контура должны совпадать с зависимостями внесенными в инструкцию по эксплуатации РУ | |
| 6.2 | Проверка правильности показаний уровнемеров | Второй контур заполнен водой. Температура корпуса 20-50°С, давление атмосферное | При каждом заполнении ПГ | | | | Показания однотипных уровнемеров имеют разницу в пределах погрешностей измерений на одном ПГ.  Предельно допустимая величина погрешности двухкамерного уровнемера ±15 мм, однокамерного уровнемера ±75 мм | |
| 6.3 | Гидравлические испытания ПГ по первому и второму контурам | Давления гидравлических испытаний ПГ:  - по первому контуру 24,5 МПа (250 кгс/см2), испытания проводятся в составе первого контура РУ;  - по второму контуру 10,8 МПа (110 кгс/см2), испытания проводятся совместно с трубопроводами второго контура.  Температура гидравлических испытаний ПГ:  - по первому контуру 95-130 °С  - по второму контуру 90-130 °С.  При гидравлическом испытании ПГ по второму контуру давление в первом контуре поддерживать 12,3 МПа (125,5 кгс/см2) | При техническом освидетельствовании ПГ, не реже одного раза в четыре года | | | | В процессе испытаний и при осмотре не обнаружено течей и разрывов металла. В процессе выдержки при давлении гидравлических испытаний давление должно быть в пределах:  - по первому контуру 24,5-25,0 МПа (250-255 кгс/см2);  - по второму контуру 10,8-11,3 МПа (110-115 кгс/см2).  После испытаний не выявлено видимых остаточных деформаций | |
| 6.4 | Испытания ПГ на плотность по первому и второму контурам | Давления испытания на плотность по первому и второму контурам:  - по первому контуру 17,64 МПа  (180 кгс/см2), испытания проводятся в составе первого контура РУ;  - по второму контуру 7,84 МПа (80 кгс/см2), испытания проводятся совместно с трубопроводами второго контура.  Температура испытаний ПГ на плотность:  - по первому контуру 95-120 °С  - по второму контуру 90-120 °С.  При испытании ПГ на плотность по второму контуру давление в первом контуре должно быть выше давления второго контура не менее, чем на 1 МПа (10,2 кгс/см2) | Проводятся после каждого разуплотнения ПГ по первому и второму контурам или связанного с ним оборудования первого или второго контуров | | | | В процессе испытаний и при осмотре отсутствуют течи уплотнительных соединений | |
| 6.5 | Проверка межконтурной плотности | Проверка плотности теплообменных труб, линий МПП и воздухоудаления по первому контуру проводятся на остановленном ПГ.  Проверка плотности фланцевых соединений по первому контуру проводится в процессе разогрева | Каждый раз при обнаружении протечек из первого контура во второй по фланцевым соединениям первого контура, линиям МПП и воздухоудаления первого контура, теплообменным трубам, при превышении величины протечек одного из эксплуатационных преде­лов или пределов безопасной эксплуатации, зафиксированной до останова ПГ. Эксплуатационные пределы:  - допустимое значение величины протечки теплоносителя первого контура по отдельным ПГ–4 кг/ч;  - допустимое значение приведенной удельной активности изотопа 131I в продувочной воде из «солевого» отсека каждого ПГ-370 Бк/кг.  Пределы безопасной эксплуатации:  - предельное значение величины протечки теп­лоносителя первого контура по отдельным ПГ-5 кг/ч;  - предельное значение приведенной удельной активности изотопа 131I в продувочной воде из «солевого» отсека каждого ПГ-740 Бк/кг.  Эксплуатационные ограничения по протечкам во фланцевых соединениях коллектора первого контура:  - эксплуатация ПГ при протечках через обе прокладки не допускается;  - при нарушении герметичности только одной из прокладок допускается эксплуатация ПГ в течении 72 ч при мощности РУ≤100% Nном. | | | | Обнаружение дефектных мест на фланцевых соединениях коллектора первого контура, теплообменных трубах, линиях МПП и воздухоудаления по первому контуру, ремонт дефектных мест, глушение теплообменных труб на остановленном ПГ.  Отсутствие протечек после ремонта на ПГ при пуске РУ. | |
| 6.6 | Проверка герметичности фланцевых соединений второго контура | Проверка плотности фланцевых соединений по второму контуру проводиться в процессе разогрева | При обнаружении протечек по фланцевым соединениям второго контура.  Эксплуатационные ограничения по протечкам фланцевых соединений второго контура люка Ду800 и люка-лаза:  - при нарушении герметичности только внутренней прокладки допускается эксплуатация ПГ при мощности РУ≤100% Nном до очередного ППР;  - эксплуатация ПГ с негерметичными обеими прокладками допускается в течении 72 ч при мощности РУ≤100%, Nном | | | | Обнаружение дефекта на фланцевых соединениях второго контура, ремонт дефектных мест или замена дефектной прокладки на остановленном ПГ.  Отсутствие протечек при пуске РУ. | |
| 7 | Система динамического раскрепления трубопроводов | | | | | | | |
| 7.1 | Проверка состояния гидроамортизаторов:  1. Внешний осмотр ГА на предмет отсутствия повреждений и течей.  2. Надёжность крепления ГА, бачков, соединительных трубок, датчиков положения, датчиков уровня, кабелей.  3. Замер выходного сопротивления датчика положения.  4. Проверка уровня жидкости в бачке по механическому указателю.  5. Ревизия гидроамортизаторов с их разборкой | РУ в “холодном” состоянии | | Работы по пунктам 1-5 проводятся во время ППР с перегрузкой топлива.  Работы по пункту 5 проводятся 1 раз в 3 года с последующей проверкой характеристик ГА на стенде. Результаты испытаний заносятся в формуляр | | | Состояние соответствует проектным требованиям | |
| 8 | Реактор YС10B001 | | | | | | | |
| 8.1 | Гидравлические испытания реактора | Гидравлические испытания реактора проводить в составе первого контура реакторной установки на подкритичном реакторе | | Гидравлические испытания проводить не реже одного раза в четыре года | | | В процессе испытаний и при осмотре не обнаружено течей и разрывов металла. После испытаний не выявлено остаточных деформаций | |
| 8.2 | Испытания реактора на плотность | Испытания на плотность проводить в составе первого контура реакторной установки на подкритичном реакторе | | После каждого уплотнения реактора перед его пуском | | | В процессе испытаний и при осмотре отсутствуют течи уплотнительных соединений реактора | |
| 8.3 | Проверка работы сигнализаторов протечек верхнего блока | Проверку работы сигнализаторов протечек верхнего блока реактора проводить на подкритичном реакторе до начала разогрева и подъема давления в первом контуре. Определение наличия неплотности разъема по падению давления допускается проводить на ВБ, установленном на шахте ревизии ВБ, до сборки реактора | | Проверку проводить после каждой сборки реактора, а также после каждого уплотнения разъемного соединения | | | При проверке плотности фланцевых разъемов патрубков ВБ после подачи в МПП каждого разъема воздуха с давлением от 0,45 до 0,55 МПа (от 4,6 до 5,6 кгс/см2) скорость падения давления не должна превышать 0,2 МПа (2 кгс/см2) в мин. При проверке срабатывания сигнализатора протечек после подачи воздуха с давлением от 1,0 до 1,2 МПа (от 10,2 до 12,2 кгс/см2) в каждый «стояк» ВБ с датчиком сигнализатора протечек должны срабатывать сигнализаторы протечек на БПУ | |
| 8.4 | Проверка плотности главного разъема реактора | Проверку проводить на уплотненном подкритичном реакторе до начала подъёма давления в первом контуре путем подачи давления в МПП главного разъёма | | Проверку проводить после каждой сборки реактора | | | Проверка считается успешной, если при подаче в МПП воды с давлением 2,0 МПа (20,4 кгс/см2) не наблюдается снижения давления в течение 10 мин | |
| 8.5 | Проверки характеристик привода, сцепленного с ПС СУЗ | Условия проведения проверок согласно руководству по эксплуатации привода | | Периодичность проведения проверок - согласно руководству по эксплуатации привода | | | Критерии успешности проведения проверок - согласно руководству по эксплуатации привода | |
| 8.6 | Определение коэффициента реактивности по концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура | При выводе на МКУ, на МКУ | | 1 раз в начале кампании после ППР | | | Значение коэффициента реактивности по концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура соответствует проектному | |
| 8.7 | Определение температурного коэффициента реактивности (по температуре топлива и теплоносителя) | При выводе на МКУ, на МКУ | | 1 раз в начале кампании после ППР | | | Значение температурного коэффициента реактивности (по температуре топлива и теплоносителя) соответствует проектному | |
| 8.8 | Определение эффективности рабочей группы ОР СУЗ | При выводе на МКУ, на МКУ | | 1 раз в начале кампании после ППР | | | Значение эффективности рабочей группы ОР СУЗ соответствует проектному | |
| 8.9 | Измерение эффективности АЗ реактора (без одного наиболее эффективного ОР СУЗ) | При выводе на МКУ, на МКУ | | 1 раз в начале кампании после ППР | | | Значение эффективности АЗ реактора (без одного наиболее эффективного ОР СУЗ) соответствует проектному | |
| 9 | ГЦНA YD10,20,30,40D001 | | | | | | | |
| 9.1 | Проверка защит и блокировок | ГЦНА подготовлен к пуску | | | Перед каждым пуском ГЦНА после ППР | | | Срабатывание защит и блокировок обеспечивается в соответствии с руководством по эксплуатации ГЦНА |
| 9.2 | Гидравлические испытания | Общие условия указаны в Инструкции по эксплуатации оборудования первого контура. Закрыта запорная арматура на подводе запирающей воды к ГЦНА и вентиль на линии отвода запирающей воды из уплотнения | | | Проводится при гидравлических испытаниях 1 контура, но не реже 1 раза в 4 года | | | Отсутствие течей, потений, видимых остаточных деформаций |
| 9.3 | Проверка на плотность | Общие условия указаны в Инструкции по эксплуатации оборудования первого контура. | | | Проводится при проверках на плотность 1 контура после каждого разуплотнения | | | Отсутствие течей в местах фланцев и разъем |
| 9.4 | Проверка подачи ГЦНА | Проверка проводится при работе реакторной установки на мощности не менее 10 % Nном | | | Ежегодно после ППР и после замены выемной части | | | При любых сочетаниях работающих ГЦНА расход должен находиться в пределах от 20000 до 27000 м3/ч |
| 10 | Система аварийного газоудаления YR | | | | | | | |
| 10.1 | Проверка работоспособности арматуры | Проверка проводится при заполнении первого контура перед проведением гидравлических испытаний. Первый контур уплотнён и заполнен теплоносителем на 0,2 м ниже уровня главного разъёма реактора. Давление атмосферное | | | Проверка проводится при плановых остановах и после замены элементов системы | | | Арматура системы управляется без замечаний:  - ход штока плавный;  - отсутствуют удары и вибрации при ее открытии и закрытии;  - положение арматуры по сигнализации соответствует действительному положению |
| 10.2 | Проверка пропускной способности трубопроводов:  а) проходимость трубопроводов; | Давление в первом контуре 1,0 - 3,0 МПа  (10,2 – 30,6 кгс/см2), Температура теплоносителя не более 90 °С | | | Проверка проводится при плановых остановах и после замены элементов системы | | | Повышение уровня воды в барботёре при открытии соответствующей арматуры |
| б) определение КГС трубопроводов | Давление в первом контуре 1,0 - 3,0 МПа  (10,2 – 30,6 кгс/см2), Температура теплоносителя не более 90 °С | | | После ремонта с заменой арматуры или элементов трубопроводов (только для трубопроводов, подвергнутых ремонту) | | | КГС соответствует проектным значениям. Методика определения приведена в рабочей программе. |
| 10.3 | Гидравлические испытания трубопроводов системы от реактора, ПГ и трубопровода сброса «КД - ИПУ КД» до арматуры  YR51,52S001  YR60S001,002  YR61,62S001 | Испытания проводятся в составе первого контура РУ:  - давление ГИ составляет 24,5 МПа (250 кгс/см2);  - давление осмотра составляет 19,6 МПа (200 кгс/см2) | | | Не реже одного раза в четыре года и после каждого ремонта с применением нагрева, сварки или замены деталей, несущих нагрузку от давления | | | В процессе испытаний и при осмотре не обнаружено течей и разрывов металла, в процессе выдержки при давлении гидравлических испытаний давление не выходило за установленные пределы, а после испытаний не выявлено остаточных деформаций |
| 10.4 | Гидравлические испытания трубо-проводов системы от арматуры YR51,52S001, YR60S001,002, YR61,62S001 до трубопровода сброса «ИПУ КД - барботёр» | Испытания проводятся совместно с барботером:  - давление ГИ составляет 0,98 МПа (10 кгс/см2);  - давление осмотра составляет 0,78 МПа (8 кгс/см2) | | | Не реже одного раза в восемь лет и после каждого ремонта с применением нагрева, сварки или замены деталей, несущих нагрузку от давления | | | То же |
| 10.5 | Проверка плотности арматуры | Давление 15,7 МПа (160 кгс/см2), Температура 95-130 °С | | | Проверка проводится каждый раз после планового останова перед пуском | | | Плотность арматуры подтверждается |
| 11 | Система аварийного и планового расхолаживания TH10,20,30,40 | | | | | | | |
| 11.1 | Проверка работоспособности электрифицированной арматуры системы | Состояние РУ не регламентируется | | | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов | | | Подтверждено проектное функционирование арматуры |
| 11.2 | Проверка работоспособности насосных агрегатов TH10,20,30,40D001 | Состояние РУ не регламентируется | | | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов с одновременным опробованием САЭ | | | Подтверждена работоспособность насосных агрегатов |
| 11.3 | Проверка эффективности каналов системы | 1. РУ в "холодном" состоянии.  2. 1-ый контур уплотнён, температура - менее 70 °С.  3. Уровень в КД - номинальный.  4. Концентрация НзВ0з в баках аварийного запаса бора не менее 16 г/дм3, хим.анализ удовлетворяет требованиям регламента. | | | Один раз в четыре года | | | Подача насоса в 1-ый контур при давлении:  0,098 МПа (1 кгс/см2) - не менее 750 м3/ч  0,98 МПа (10 кгс/см2) - не менее 130 м3/ч |
| 11.4 | Проверка открытия обратных клапанов на напорных трубопроводах | 1. РУ в "холодном" состоянии.  2. 1-ый контур уплотнён, температура - менее 70 °С.  3. Концентрация НзВ0з в баках аварийного запаса бора не менее 16 г/дм3, хим.анализ удовлетворяет требованиям регламента. | | | Один раз в год | | | Подача насоса в 1-ый контур при давлении:  0,098 МПа (1 кгс/см2) - не менее 750 м3/ч |
| 12 | Спринклерная система защитной оболочки TJ | | | | | | | |
| 12.1 | Проверка работоспособности электроприводной арматуры системы | Реакторная установка в одном из следующих состояний:  - горячее;  - реактор на МКУ мощности | | | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов | | | Арматура управляется без замечаний |
| 12.2 | Проверка с проливом водоструйных насосов. | РУ расхоложена | | | 1 раз в 4 года, во время каждого ППР с перегрузкой топлива проверяется один канал. | | | Подача водоструйного насос не менее 10 м3/ч |
| 12.3 | Проверка проходимости трубопроводов, спринклерных форсунок и обратных клапанов сжатым воздухом | Состояние РУ не регламентируется | | | Во время ППР | | | Подтверждена проходимость трубопроводов, спринклерных форсунок и обратных клапанов |
| 13 | Система дополнительного ввода бора TW10,20,30,40 | | | | | | | |
| 13.1 | Проверка работоспособности электрифицированной арматуры системы | РУ в состоянии: «горячее»; «реактор на МКУ мощности».  Система TW в режиме "Ожидание" | | | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов | | | Подтверждено проектное функционирование электроприводной арматуры |
| 13.2 | Проверка работоспособности электронасосных агрегатов системы TW10,20,30,40D001 | РУ в состоянии: «горячее»; «реактор на МКУ мощности».  Система TW в режиме "Ожидание" | | | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов с одновременным опробованием САЭ | | | Подтверждена работоспособность насосных агрегатов |
| 13.3 | Проверка эффективности каналов системы | 1. 1-ый контур уплотнен, давление 1-го контура – 15,7 МПа (160 кгс/cм2), T1к=Tги.  2. Уровень в баках запаса борной кислоты - номинальный | | | Один раз в четыре года | | | Подтверждена эффективность ввода бора в уплотненный первый контур (петли ГЦК) расход на напоре насоса не менее 2 кг/с  (7,2 т/ч)).  Подтверждена эффективность ввода бора в уплотненный первый контур (на впрыск КД) расход на напоре насоса не менее 2 кг/с (7,2 т/ч)) |
| 13.4 | Проверка открытия обратных клапанов на напорных трубопроводах | РУ в состоянии: «горячее» | | | Один раз в год | | | Подтверждена эффективность ввода бора в уплотненный первый контур (петли ГЦК) расход на напоре насоса не менее 2 кг/с  (7,2 т/ч)).  Подтверждена эффективность ввода бора в уплотненный первый контур (на впрыск КД) расход на напоре насоса не менее 2 кг/с (7,2 т/ч)) |
| 14 | Система аварийного впрыска бора TH15,25,35,45 | | | | | | | |
| 14.1 | Проверка работоспособности электрифицированной арматуры системы | РУ в состоянии: «горячее»; «реактор на МКУ мощности».  Система TH в режиме "Ожидание" | | | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов | | | Подтверждена работоспособность механической части арматуры с электроприводом |
| 14.2 | Проверка работоспособности насосных агрегатов системы TH15,25,35,45D001 | РУ в состоянии: «горячее»; «реактор на МКУ мощности».  Система TH в режиме "Ожидание" | | | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов с одновременным опробованием САЭ | | | Подтверждена работоспособность насосных агрегатов при работе по линии рециркуляции и испытания.  Подтверждена работоспособность электрических схем управления и сигнализации состояния насосов |
| 14.3 | Испытания эффективности каналов системы, проверка открытия обратных клапанов на напорных трубопроводах | Проводятся мероприятия по вводу энергоблока в работу после завершения перегрузки топлива.  Выполнены гидравлические испытания первого и второго контуров.  Система TH подготовлена к вводу в режим «Ожидание» | | | В период останова блока на ППР или перед пуском блока после ППР с перегрузкой топлива.  Испытание в период останова на ППР может проводиться, если в ППР не планируется капитальный ремонт или техническое освидетельствование насоса, при этом испытания перед пуском блока допускается не проводить | | | Подача насоса в 1-ый контур при давлении:  0,098 МПа (1 кгс/см2) - не менее 240 м3/ч  7,2 МПа (73,4 кгс/см2) - не менее 28 м3/ч |
| 14.4 | Проверка плотности обратных клапанов системы | РУ в состоянии: «горячее»; «реактор на МКУ мощности».  Система TH в режиме "Ожидание" | | | При пуске блока после ППР в случае проведения в период ППР ремонта обратных клапанов | | | Подтверждена плотность обратных клапанов системы |
| 15 | Система аварийной питательной воды RS | | | | | | | |
| 15.1 | Проверка работоспособности электроприводной арматуры | Реакторная установка в одном из следующих состояний:  - горячее;  - реактор на МКУ мощности | | | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов | | | Подтверждено проектное функционирование электроприводной арматуры |
| 15.2 | Проверка работоспособности насосных агрегатов по линии опробования RS12,22,32,42D001 | Реакторная установка в одном из следующих состояний:  - горячее;  - реактор на МКУ мощности | | | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов с одновременным опробованием САЭ | | | Подтверждена работоспособность насосных агрегатов RS12,22,32,42D001 при работе по линии рециркуляции  Подтверждена работоспособность электрических схем управления и сигнализации состояния насосов  Величина виброскорости не должна превышать:  на корпусах подшипников насоса – 7,1 мм/с,  на корпусах подшипников электродвигателя – 4,5 мм/с,  в диапазоне частот - (10÷1000) Гц. |
| 16 | VE - cистема технического водоснабжения для охлаждения промконтуров TF и VJ | | | | | | | |
| 16.1 | Проверка работоспособности электрифицированной арматуры системы | Состояние РУ не регламентируется | | | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов | | | Подтверждено проектное функционирование арматуры |
| 16.2 | Проверка работоспособности насосных агрегатов VE11,21,31,41D001 | Состояние РУ не регламентируется | | | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов с одновременным опробованием САЭ | | | Подтверждена работоспособность насосных агрегатов |
| 17 | Система промконтура охлаждения ответственных потребителей TF | | | | | | | |
| 17.1 | Проверка работоспособности насосных агрегатов системы | Реакторная установка в одном из следующих состояний:  - горячее;  - реактор на МКУ мощности | | | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов с одновременным опробованием САЭ | | | Подтверждена работоспособность насосных агрегатов TF10(20,30,30,40)D001, TF21(31)D001  Подтверждена работоспособность электрических схем управления и сигнализации состояния насосов  Величина виброскорости не должна превышать:  на корпусах подшипников насоса - 7.1 мм/сек,  на корпусах подшипников электродвигателя - 4.5 мм/сек,  в диапазоне частот - (10÷1000) Гц |
| 17.2 | Проверка работоспособности электрифицированной арматуры системы | Состояние РУ не регламентируется | | | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов | | | Подтверждено проектное функционирование арматуры |
| 18 | Система аварийного электроснабжения потребителей 2-ой группы надёжности | | | | | | | |
| 18.1 | Комплексное испытание ДГ с запуском механизмов по обесточиванию собственных нужд при наличии аварийного технологического сигнала | РУ подкритична.  При Р1к – (11,76÷15,7) МПа (120÷160) кгс/см2 | | | После проведения ГИ 1-го контура | | | 1. Время восстановления напряжения на секциях не более 15 сек после прохождения сигнала на запуск ДГ.  2. Проверка работоспособности ДГ  3. При подключении нагрузки по автоматической программе снижение напряжения не ниже 0,8 от номинального.  4. Проверка правильности подключения механизмов по ступеням в соответствии с алгоритмом ступенчатого пуска.  5. Проверка работоспособности подключенных агрегатов |
| 18.2 | Комплексное испытание ДГ с запуском технологических механизмов по фактору обесточивания собственных нужд | РУ подкритична и соответствующее этому состояние энергоблока ("холодное" состояние, "горячее" состояние и т.п.) | | | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов САЭ | | | То же |
| 18.3 | Испытание ДГ под номинальной нагрузкой с подключением в параллель с сетью | РУ подкритична и в "холодном" состоянии | | | Во время ППР | | | Параметры основного и вспомогательного оборудования ДГ при работе на номинальной мощности соответствуют техническим условиям на агрегат |
| 19 | Система аварийного электроснабжения потребителей 1-ой группы надёжности | | | | | | | |
| 19.1 | Инспекционный осмотр аккумуляторных батарей | РУ подкритична | | | каждые 6 месяцев  1 раз в год  1 раз в год | у выбранных элементов  у всех элементов во время ППР | | Температура электролита  Плотность электролита  Напряжение  Температура |
| 19.2 | Контрольный разряд аккумуляторных батарей | РУ в режиме перегрузки | | | В соответствии с инструкцией изготовителя | | | Ёмкость АБ, приведенная к температуре 20 °С не менее 80% номинальной ёмкости |
| 19.3 | Подтверждение работоспособности АБП включенного по штатной схеме и его составных частей | РУ подкритична | | | По окончании ППР (допускается совмещение проверок с опробованием каналов) | | | Показатели при проверке соответствуют норме в соответствии с технической спецификацией |
| Проверка работы АБП при питании от АБ (кратковременное отключение АБП со стороны переменного тока) |  | | |  | | |
| 19.4 | Комплексные испытания 1 группы САЭ | РУ в режиме перегрузки, в "холодном" состоянии | | | Во время проведения ППР по срокам, установленным "Инструкцией по эксплуатации на АЭС" | | | 1. Алгоритм работы 1 группы САЭ соответствует проектному.  2. Оборудование 1 группы САЭ не имеет отказов и сбоев в работе, вызванных испытательными режимами.  3. Алгоритм работы АБП совместно с распредустройствами 1 группы при проведении опыта короткого замыкания соответствует проектному |
| 19.5 | Опробование 1 группы САЭ | РУ в режиме перегрузки | | | По окончанию ППР | | | 1. Алгоритм работы 1 группы САЭ соответствует проектному.  2. Уставки защит агрегатов АБП соответствуют проектным. Величина колебаний напряжения на выходе не превышает допустимого значения.  3. При сбросе и набросе максимальной нагрузки отклонения выходного линейного напряжения ПТС в допустимых пределах.  4. Напряжение на шинах ЩПТ не снижается ниже допустимого значения |
| 20 | Система промконтура ответственных потребителей VJ | | | | | | | |
| 20.1 | Проверка работоспособности насосных агрегатов VJ11,21,31,41D001 | РУ в состоянии: «горячее»; «реактор на МКУ мощности».  Система VJ готова к работе.  РУ в состоянии "холодный" останов:  - температура I контура не более 70 0С.  Система VJ готова к работе | | | При каждой проверке работоспособности дизель-генератора и перед вводом энергоблока в работу после завершения ППР | | | Подтверждена работоспособность схем контроля и управления насосных агрегатов |
| 20.2 | Проверка работоспособности электрифицированной арматуры системы | Состояние РУ не регламентируется | | | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов | | | Подтверждено проектное функционирование арматуры |
| 21 | Система аварийной противопожарной защиты (UX,UJ) | | | | | | | |
| 21.1 | Проверка насосов UJ01,02,03,04,05,07D001 и арматуры | РУ в "холодном" состоянии | | | Один раз в 672 часа каждого из насосов | | | 1. Параметры насосного агрегата при работе - в соответствии с ТУ на агрегат.  2. Арматура управляется с БПУ без замечаний |
| 21.2 | Испытания после промывки и очистки трубопроводов от грязи и продуктов коррозии | РУ в "холодном" состоянии | | | Один раз в 5 лет для каждого участка трубопровода | | | В процессе испытаний и при осмотре не обнаружено течей и разрывов металла, в процессе выдержки при давлении гидравлических испытаний давление не выходило за установленные пределы, а после испытаний не выявлено остаточных деформаций |
| 21.3 | Комплексная проверка работоспособности систем пожаротушения распыленной водой на срабатывание от извещателей | РУ в "холодном" состоянии | | | Один раз в 3 года для каждого участка системы | | | Инерционность системы и давление в начале и конце рядов работающих оросителей соответствуют установленным в программе проверки |
| 22 | Система главных паропроводов RA | | | | | | | |
| 22.1 | Проверка работоспособности ЭМК ИПУ ПГ от датчиков давления | "Холодное" состояние | | | В период ППР с перегрузкой топлива после окончания ремонтных работ на ИПУ ПГ | | | Подтверждена работоспособность ЭМК ИПУ ПГ по сигналам от датчиков давления во всех комбинациях схемы 2 из 4-х.  Подтверждена работоспособность электрических схем управления и сигнализации положения ЭМК ИПУ ПГ |
| 22.2 | Проверка работоспособности ИПУ ПГ | Переходное состояние:  разогрев реактора из холодного состояния до температуры горячего состояния при пуске блока после перегрузки активной зоны | | | Перед пуском блока после ППР с перегрузкой топлива | | | Подтверждена готовность ИПУ ПГ к работе по прямому назначению.  Подтверждена работоспособность электрических схем управления и сигнализации положения ИПУ ПГ |
| 22.3 | Проверка настройки срабатывания ИПУ ПГ RA10÷40S001,002 от действия среды | "Горячее" состояние | | | 1. Перед пуском блока после ППР с перегрузкой топлива.  2. После ремонтных работ на ИПУ ПГ, вызвавших изменение параметров настройки | | | Подтверждена работоспособность и проектные параметры настройки ИПУ ПГ  Подтверждена работоспособность сигнализации положения ИПУ ПГ |
| 22.4 | Проверка работоспособности БЗОК RA10,20,30,40S004 | "Холодное" состояние | | | Перед пуском блока после ППР с перегрузкой топлива. | | | Подтверждена готовность БЗОК к работе по прямому назначению;  Подтверждена работоспособность электрических схем управления и сигнализации положения БЗОК;  Подтверждено проектное требование по времени закрытия БЗОК |
| 22.5 | Проверка работоспособности  БРУ-А RA10÷40S003 | Переходное состояние:  разогрев реактора из холодного состояния до температуры горячего состояния при пуске блока после перегрузки активной зоны | | | Перед пуском блока после ППР с перегрузкой топлива | | | Подтверждена готовность БРУ-А к работе по прямому назначению.  Подтверждена работоспособность электрических схем управления и сигнализации положения БРУ-А.  Подтверждено проектное требование по времени открытия (закрытия) БРУ-А |
| 23 | ОР СУЗ | | | | | | | |
| 23.1 | Проверка времени падения ОР СУЗ | РУ в горячем состоянии (4 ГЦНА) | | | Перед началом и после окончания компании топлива | | | Время падения ОР СУЗ - в пределах (1,2Q4) с. |
| 24 | Система внутриреакторного контроля СВРК | | | | | | | |
| 24.1 | Проверка работоспособности измерительных каналов СВРК с СВРД | РУ подкритична. В процессе разогрева | | | После ППР, перед выводом реактора на мощность после ППР с перегрузкой топлива | | | Состояние соответствует проектным требованиям |
| 25 | 1. Система герметичного ограждения | | | | | | | |
| 25.1 | Комплексные испытания локализующей арматуры | РУ - “холодное” состояние.  Давление в системе сжатого воздуха - номинальное | | | Испытания проводятся в полном объёме перед пуском блока после ППР | | | Арматура управляется от CКУ БПУ без замечаний. |
| 25.2 | Локальные испытания на герметичность технологических проходок, шлюзов и люков | РУ - "холодное" состояние. 1-ый контур заполнен.  Подготовлена к работе система сжатого воздуха низкого давления | | | В соответствии с конструкторской документацией | | | В соответствии с требованиями конструкторской документации |
| 25.3 | Испытание ГО на интегральную утечку | РУ - "холодное" состояние. 1-ый контур заполнен. Компрессорная установка и система регистрации готовы к работе. Риспыт.= 0,18 МПа (1,836 кгс/см2) (изб.) | | | После ППР с перегрузкой топлива | | | Относительная утечка не превышает 0,25 % от объёма воздуха внутри оболочки в сутки при максимальном давлении под оболочкой |
| 25.4 | Контроль работоспособности элементов оболочки.  Испытание СЗО проводить в соответствии с руководством по эксплуатации СЗО АМЕ 006.00.00.000RE. | РУ в "холодном" состоянии. | | | Контрольно-профилактические работы (КПР) проводятся во время ППР. | | | Критерии принимаются согласно рабочей программе по испытаниям герметичных ограждений. |
| 26 | Резервный пункт управления (РПУ) | | | | | | | |
| 26.1 | Проверка управления оборудования и арматуры с РПУ | РУ в “холодном” состоянии | | | При вводе в работу оборудования и арматуры, управляемого с РПУ | | Оборудование управляется с РПУ без замечаний | |

Таблица 10.2.2 - Перечень периодических проверок и испытаний систем и оборудования, важных для безопасности, выполняемых при работе энергоблока на мощности

| №  п/п | Вид испытания | Условия проведения проверки, испытания | Периодичность проверки, сроки испытаний | Критерии успешности выполнения проверки, испытаний |
| --- | --- | --- | --- | --- |

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | Система гидроемкостей первой ступени (пассивная часть САОЗ) YT11,12,13,14B001 | | | | | | |
| 1.1 | Контроль протечек через обратные клапаны | | Реактор работает на мощности. Может проводиться на остановленном реакторе при номинальных параметрах | | Один раз в шесть месяцев | | Отсутствие повышения уровня в емкости САОЗ в течение 12 ч для каждого канала |
| 1.2 | Проверка блокировки путем имитации сигналов с фактическим перемещением арматуры и проверкой ее быстродействия | | Реактор работает на мощности.  Запрещается одновременная проверка двух и более запорных задвижек | | Не реже одного раза в месяц | | Закрытие запорных задвижек с запретом на открытие начинается при имитации уровня в соответствии с уставками. Время полного открытия арматуры не более 10 с |
| 1.3 | Проверка цепей управления арматурой YT11(12,13,14)S001 YT11(12,13,14)S002 с БПУ, РПУ | | Работа на мощности. Запрещается одновременная проверка двух и более запорных задвижек | | Один раз в шесть месяцев | | Арматура управляется с БПУ, РПУ |
| 2 | Парогенератор с опорами YB10,20,30,40W001 | | | | | | |
| 2.1 | Проверка правильности показаний уровнемеров | Давление первого контура 15,7МПа  (160 кгс/см2),  Давление второго контура 6,28 МПа (64 кгс/см2),  Температура второго контура 278,5 °С | | После ППР, КПР, ремонтных работ или реконструкций на системах измерения уровня. При любой паропроизводительности один раз в неделю путем сверки показаний всех уровнемеров, в случае появления подозрений в неисправности одного или нескольких уровнемеров при работе ПГ с любой производительностью | | Показания уровнемеров на каждом ПГ в пределах Нном±50 мм.  Показания однотипных уровнемеров имеют разницу в пределах погрешностей измерений на одном ПГ.  Предельно допустимая величина погрешности двухкамерного уровнемера ±15 мм, однокамерного уровнемера ±75 мм | |

| Продолжение таблицы 10.2.2 | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| №  п/п | Вид испытания | Условия проведения проверки, испытания | Периодичность проверки, сроки испытаний | Критерии успешности выполнения проверки, испытаний |
| 2.2 | Проверка межконтурной плотности | Давление первого контура 15,7МПа  (160 кгс/см2),  Давление второго контура 6,28 МПа (64 кгс/см2),  Температура второго контура 278,5 °С | Один раз в неделю осуществлять отбор проб теплоносителя первого контура и продувочной воды из «солевого» отсека каждого ПГ в один и тот же момент времени. В отобранных пробах определять удельную активность реперных радионуклидов: 131I, 132I, 133I, 24Na, 42K и по их значениям производить точечную оценку величины протечки каждого ПГ. | Определение величины протечки теплоносителя первого контура во второй и удельной активности изотопа 131I в продувочной воде ПГ.  Эксплуатационные пределы:  - допустимое значение величины протечки теплоносителя первого контура по отдельным ПГ – 4 кг/ч;  - допустимое значение приведенной удельной активности изотопа 131I в продувочной воде из «солевого» отсека каждого ПГ - 370 Бк/кг.  Пределы безопасной эксплуатации:  - предельное значение величины протечки теплоносителя первого контура по отдельным ПГ - 5 кг/ч;  - предельное значение приведенной удельной активности изотопа 131I в продувочной воде из «солевого» отсека каждого ПГ - 740 Бк/кг.  При превышении одного из эксплуатационных пределов или пределов безопасной эксплуатации энергоблок должен быть переведен в «холодное» состояние для проведения работ по поиску и устранению протечки или причин повышения содержания радионуклидов в воде ПГ |
| 2.3 | Проверка расходов продувочной воды ПГ по линиям продувки | Давление первого контура 15,7МПа  (160 кгс/см2),  Давление второго контура 6,28 МПа (64 кгс/см2),  Температура второго контура 278,5 °С | Продувка ПГ при нормальных условиях эксплуатации:  - непрерывная продувка из «солевых» отсеков постоянна из всех четырех ПГ;  - периодическая продувка одного ПГ через патрубки на корпусе ПГ и штуцеры «карманов» коллекторов. Периодическая продувка возможна как одновременно из всех патрубков и штуцеров, так и по каждому в отдельности. Периодичность включения и продолжительность периодической продувки определяется по результатам работ выполняемых по программе наладки продувки ПГ на этапе ПНР.  - при отклонении качества продувочной воды от требований ВХР продувка из «солевого» отсека соответствующего ПГ увеличивается | Расход непрерывной продувки 15 т/ч от каждого ПГ.  Периодическая продувка 30 т/ч из одного ПГ.  При отклонении качества продувочной воды от требований ВХР продувка из «солевого» отсека соответствующего ПГ увеличивается до 45 т/ч.  Суммарный расход продувочной воды от четырёх ПГ в режиме периодической продувки 60 т/ч |
| 2.4 | Проверка герметичности фланцевых соединений первого и второго контуров | Давление первого контура 15,7МПа  (160 кгс/см2),  Давление второго контура 6,28 МПа (64 кгс/см2),  Температура второго контура 278,5 °С | Ежесменно | Давление в межпрокладочных полостях отсутствует.  В случае нарушения герметичности фланцевых соединений эксплуатационные ограничения:  - эксплуатация ПГ при протечках через обе прокладки фланцевых соединений коллектора первого контура не допускается;  - при нарушении герметичности только одной из прокладок фланцевых соединений коллектора первого контура допус­кается эксплуатация ПГ в течении 72 ч при мощности РУ≤100%Nном;  - при нарушении герметичности только внутренней прокладки фланцевых соединений второго контура люка Ду800 и люка-лаза допускается эксплуатация ПГ при мощности РУ≤100%Nном до очередного ППР;  - эксплуатация ПГ с негерметичными обеими прокладками фланцевых соединений второго контура люка Ду800 и люка-лаза допускается эксплуатация ПГ в течение 72 ч при мощности РУ≤100%Nном |
| 2.5 | Проверка влажности пара | Давление первого контура 15,7МПа  (160 кгс/см2),  Давление второго контура 6,28 МПа (64 кгс/см2),  Температура второго контура 278,5 °С;  Мощность реактора номинальная | Испытания проводятся при вводе в эксплуатацию и в случае реконструкции ПГ. | Влажность пара на выходе из ПГ не более 0,2 % при номинальном уровне воды в ПГ |
| 2.6 | Оперативная проверка уровня в ПГ | Давление первого контура 15,7МПа  (160 кгс/см2),  Давление второго контура 6,28 МПа (64 кгс/см2),  Производительность ПГ-100% | При превышении допустимых величин погрешности в показаниях однотипных уровнемеров | Погрешность показаний двухкамерных уровнемеров на «холодном» днище не более ±15 мм, однокамерных - не более ±75 мм.  Показания уровнемеров на каждом ПГ в пределах Нном ±50 мм.  Концентрации натрия в пробах верхнего и нижнего отборов датчика оперативного контроля уровня при оперативной проверке уровня в ПГ:  - в пробе из верхнего пробоотборника находится в пределах чувствительности пламяфотометра (2-3 мкг/кг);  - в пробе из нижнего пробоотборника находится в пределах норм продувочной воды из «солевого» отсека (≤100 мкг/кг) |
| 2.7 | Сепарационные испытания ПГ | Давление первого контура 15,7МПа  (160 кгс/см2),  Давление второго контура 6,28 МПа (64 кгс/см2),  Производительность ПГ-100 % | При модернизации внутрикорпусных устройств, реконструкции ПДЛ | Определение значения номинального уровня в ПГ и подтверждение проектного значения влажности пара не более 0,2% на выходе из ПГ при номинальном уровне воды в нем и номинальной мощности РУ |
| 3 | Реактор YС10B001 | | | |
| 3.1 | Проверка рассогласования ОР СУЗ | Проверку проводить для регулирующих групп при работе реактора на мощности | Проверку проводить постоянно оборудованием СГИУ в автоматическом режиме | ОР считается согласованным, если его положение по высоте не отличается от положения всей группы более чем на 3 шага по показаниям его указателя положения |
| 3.2 | Тестирование (страгивание) приводов СУЗ групп АЗ и управляющих групп, находящихся на ВКВ, перемещением на 2-3 шага вниз от ВКВ и обратно | РУ на мощности | Не менее одного раза в месяц | Отсутствие замечаний по перемещению штанги с ПС СУЗ |
| 4 | Система аварийного газоудаления YR | | | |
| 4.1 | Проверка положения арматуры по сигнализации на БПУ и РПУ | РУ на мощности | На БПУ – постоянно, На РПУ – периодически, в соответствии с инструкцией по эксплуатацией | Положения арматуры по сигнализации на БПУ и РПУ без замечаний |
| 5 | Система TH, группа аварийного и планового расхолаживания TH10,20,30,40 | | | |
| 5.1 | Проверка насосов и арматуры от КУ БПУ, РПУ. | РУ на мощности.  Время проверки определяется временем стабилизации параметров, но не менее 30 минут. | От КУ БПУ:  Насосы - 1 раз в месяц. Арматура - 1 раз в 3 мес.  От КУ РПУ:  Насосы - 1 раз в 6 мес. Арматура - 1 раз в 6 мес. | 1. Параметры насосного агрегата при работе по линии рециркуляции - в соответствии с ТУ на агрегат.  2. Арматура управляется от КУ БПУ, РПУ без замечаний. |
| 5.2 | Проверка работоспособности насосных агрегатов TH10,20,30, 40D001 | РУ на мощности | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов с одновременным опробованием САЭ | Подтверждена работоспособность насосных агрегатов по линии рециркуляции |
| 6 | Спринклерная система защитной оболочки TJ | | | |
| 6.1 | Проверка работоспособности электроприводной арматуры системы | РУ на мощности | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов | Арматура управляется без замечаний |
| 7 | Гидроемкости САОЗ 2-ой ступени TH16,17,26,27,36,37,46,47B001 | | | |
| 7.1 | Проверка цепей управления арматурой TH16(17,26,27,36,37,46,47)S001,002 с БПУ, РПУ | Работа на мощности. Запрещается одновременная проверка двух и более запорных задвижек | Один раз в шесть месяцев | Арматура управляется с БПУ, РПУ |
| 8 | Система дополнительного ввода бора TW | | | |
| 8.1 | Проверка насосов и арматуры от КУ БПУ, РПУ. | РУ на мощности.  Время проверки определяется временем стабилизации параметров, но не менее 30 минут. | От КУ БПУ:  Насосы - 1 раз в месяц. Арматура - 1 раз в 3 мес.  От КУ РПУ:  Насосы - 1 раз в 6 мес. Арматура - 1 раз в 6 мес. | 1. Параметры насосного агрегата при работе по линии рециркуляции - в соответствии с ТУ на агрегат.  2. Арматура управляется от КУ БПУ, РПУ без замечаний. |
| 8.2 | Проверка работоспособности электронасосных агрегатов системы TW10,20,30,40D001 | РУ на мощности | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов с одновременным опробованием САЭ | Подтверждена работоспособность насосных агрегатов по линии рециркуляции |
| 9 | Система аварийного впрыска бора TH15,25,35,45 | | | |
| 9.1 | Проверка насосов и арматуры от КУ БПУ, РПУ. | РУ на мощности.  Время проверки определяется временем стабилизации параметров, но не менее 30 минут. | От КУ БПУ:  Насосы - 1 раз в месяц. Арматура - 1 раз в 3 мес.  От КУ РПУ:  Насосы - 1 раз в 6 мес. Арматура - 1 раз в 6 мес. | 1. Параметры насосного агрегата при работе по линии рециркуляции - в соответствии с ТУ на агрегат.  2. Арматура управляется от КУ БПУ, РПУ без замечаний. |
| 9.2 | Проверка работоспособности насосных агрегатов системы TH15,25,35,45D001 | РУ на мощности | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов с одновременным опробованием САЭ | Подтверждена работоспособность насосных агрегатов при работе по линии рециркуляции  Подтверждена работоспособность электрических схем управления и сигнализации состояния насосов  Величина виброскорости не должна превышать:  на корпусах подшипников насоса - 7.1 мм/сек,  на корпусах подшипников электродвигателя - 4.5 мм/сек,  в диапазоне частот - (10÷1000) Гц |
| 10 | Система аварийной питательной воды RS | | | |
| 10.1 | Проверка насосов и арматуры от КУ БПУ, РПУ. | РУ на мощности.  Время проверки определяется временем стабилизации параметров, но не менее 30 минут. | От КУ БПУ:  Насосы - 1 раз в месяц. Арматура - 1 раз в 3 мес.  От КУ РПУ:  Насосы - 1 раз в 6 мес. Арматура - 1 раз в 6 мес. | 1. Параметры насосного агрегата при работе по линии рециркуляции - в соответствии с ТУ на агрегат.  2. Арматура управляется от КУ БПУ, РПУ без замечаний. |
| 10.2 | Проверка работоспособности насосных агрегатов по линии опробования RS12,22,32,42D001 | РУ на мощности | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов с одновременным опробованием САЭ | Подтверждена работоспособность насосных агрегатов RS12,22,32,42D001 при работе по линии рециркуляции.  Подтверждена работоспособность электрических схем управления и сигнализации состояния насосов.  Величина виброскорости не должна превышать:  на корпусах подшипников насоса - 7.1 мм/сек,  на корпусах подшипников электродвигателя - 4.5 мм/сек,  в диапазоне частот - (10÷1000) Гц |
| 11 | VE - cистема технического водоснабжения для охлаждения промконтуров TF и VJ | | | |
| 11.1 | Проверка насосов и арматуры от КУ БПУ, РПУ. | РУ на мощности.  Время проверки определяется временем стабилизации параметров, но не менее 30 минут. | От КУ БПУ:  Насосы - 1 раз в месяц. Арматура - 1 раз в 3 мес.  От КУ РПУ:  Насосы - 1 раз в 6 мес. Арматура - 1 раз в 6 мес. | 1. Параметры насосного агрегата при работе по линии рециркуляции - в соответствии с ТУ на агрегат.  2. Арматура управляется от КУ БПУ, РПУ без замечаний. |
| 11.2 | Проверка работоспособности насосных агрегатов VE11,21,31,41D001 | Состояние РУ не регламентируется | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов с одновременным опробованием САЭ | Подтверждена работоспособность насосных агрегатов |
| 12 | Система промконтура охлаждения ответственных потребителей TF | | | |
| 12.1 | Проверка насосов и арматуры от КУ БПУ, РПУ. | РУ на мощности.  Время проверки определяется временем стабилизации параметров, но не менее 30 минут. | От КУ БПУ:  Насосы - 1 раз в месяц. Арматура - 1 раз в 3 мес.  От КУ РПУ:  Насосы - 1 раз в 6 мес. Арматура - 1 раз в 6 мес. | 1. Параметры насосного агрегата при работе по линии рециркуляции - в соответствии с ТУ на агрегат.  2. Арматура управляется от КУ БПУ, РПУ без замечаний. |
| 12.2 | Проверка работоспособности насосных агрегатов системы | РУ на мощности | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов с одновременным опробованием САЭ | Подтверждена работоспособность насосных агрегатов TF10(20,30,30,40)D001, TF21(31)D001  Подтверждена работоспособность электрических схем управления и сигнализации состояния насосов  Величина виброскорости не должна превышать:  на корпусах подшипников насоса - 7.1 мм/сек,  на корпусах подшипников электродвигателя - 4.5 мм/сек,  в диапазоне частот - (10÷1000) Гц |
| 13 | Система аварийного электроснабжения потребителей 2-ой группы надёжности | | | |
| 13.1 | Комплексное испытание ДГ с запуском технологических механизмов по фактору обесточивания собственных нужд | РУ на мощности в режиме нормальной эксплуатации | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов | 1.Время восстановления напряжения на секциях - не более 15 сек после прохождения сигнала на запуск ДГ.  2. Подтверждение работоспособности ДГ.  3. При подключении нагрузки снижение напряжения - не ниже 0,8 от номинального.  4. Подключение механизмов по ступеням в соответствии с алгоритмом ступенчатого пуска.  5. Подтверждение работоспособности подключенных технологических механизмов |
| 14 | Система аварийного электроснабжения потребителей 1-ой группы надёжности | | | |
| 14.1 | Аккумуляторные батареи. Инспекционный осмотр. Проведение уравнительных зарядов | РУ на мощности.  АБ в режиме подзаряда по штатной схеме | 1 раз в 672 часа инспекционный осмотр. Проведение уравнительных зарядов в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации завода-изготовителя | Плотность электролита, напряжение на каждом элементе - нормативные.  Напряжение на ЩПТ - 230 В |
| 14.2 | Подтверждение работоспособности АБП и его составных частей | РУ на мощности | 1 раз в 3 месяца | Проверка работы АБП при питании от АБ (кратковременное отключение АБП от питающей сети 0,4 кВ).  Контролировать напряжение промежуточного контура постоянного тока, выходное напряжение АБП, отсутствие отказов АБП при проведении комплексных испытаний ДГ с запуском технологических механизмов по обесточению собственных нужд |
| 15 | Система промконтура ответственных потребителей VJ | | | |
| 15.1 | Проверка насосов и арматуры от КУ БПУ, РПУ. | РУ на мощности.  Время проверки определяется временем стабилизации параметров, но не менее 30 минут. | От КУ БПУ:  Насосы - 1 раз в месяц. Арматура - 1 раз в 3 мес.  От КУ РПУ:  Насосы - 1 раз в 6 мес. Арматура - 1 раз в 6 мес. | 1. Параметры насосного агрегата при работе по линии рециркуляции - в соответствии с ТУ на агрегат.  2. Арматура управляется от КУ БПУ, РПУ без замечаний. |
| 15.2 | Проверка работоспособности насосных агрегатов VJ11,21,31,41D001 | РУ на мощности | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов | Подтверждена работоспособность схем контроля и управления насосных агрегатов |
| 16 | Система аварийной противопожарной защиты (UJ) | | | |
| 16.1 | Проверка насосов UJ01,02,03,04,05,07D001 и арматуры | РУ в "холодном" состоянии | Один раз в 672 часа каждого из насосов | 1. Параметры насосного агрегата при работе - в соответствии с ТУ на агрегат.  2. Арматура управляется с БПУ без замечаний |
| 17 | Системы вентиляции помещений СБ | | | |
| 17.1 | Проверка резервных установок | РУ на мощности | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов с одновременным опробованием САЭ | Подтверждена работоспособность вентагрегатов |
| 19 | Исполнительная часть АЗ | | | |
| 18.1 | Проверка срабатывания контакторов | РУ на мощности | Один раз в 672 часа каждого из двух комплектов | Состояние соответствует проектным требованиям |
| 19 | Система внутриреакторного контроля (СВРК) | | | |
| 19.1 | Комплексная проверка функционирования СВРК, включая проверку работоспособности СВРД | РУ на мощности 50 % | При выходе на номинальную мощность | Состояние соответствует проектным требованиям |
| 19.2 | Проверка работоспособности измерительных каналов СВРК с СВРД | РУ на мощности | По графику, но не реже, чем 1 раз в месяц | Состояние соответствует проектным требованиям |
| 19.3 | Проверка правильности расчета тепловой мощности на стационарном уровне мощности 100 % Nном | РУ на мощности 100 % Nном | При выходе на номинальную мощность | Состояние соответствует проектным требованиям |
| 20 | Система сжигания водорода TS10 | | | |
| 20.1 | Проверка резервного канала системы сжигания водорода | РУ на мощности | «График перехода на резервное оборудование и проверки автоматического ввода резерва» | Оборудование работает без замечаний |
| 21 | Система очистки газов TS20 | | | |
| 21.1 | Проверка резервного канала СГО | РУ на мощности | «График перехода на резервное оборудование и проверки автоматического ввода резерва» | Параметры соответствуют ИЭ |
| 22 | Система TH, группа охлаждения бассейна выдержки TH18,28,38,48 | | | |
| 22.1 | Переход на резервный агрегат | РУ на мощности | «График перехода на резервное оборудование и проверки автоматического ввода резерва» | 1. Параметры насосного агрегата при работе в соответствии с ТУ на агрегат.  2. Арматура управляется без замечаний |
| 23 | Система уплотняющего масла генератора SU | | | |
| 23.1 | Переход на резервный агрегат | РУ на мощности | «График перехода на резервное оборудование и проверки автоматического ввода резерва» | Параметры насосного агрегата при работе на закрытую задвижку и на систему в соответствии с ТУ на агрегат |
| 24 | Система смазки ТГ SC | | | |
| 24.1 | Переход на резервный агрегат | РУ на мощности | «График перехода на резервное оборудование и проверки автоматического ввода резерва» | Параметры насосного агрегата при работе на закрытую задвижку и на систему в соответствии с ТУ на агрегат |
| Примечание. Опробование проводить в соответствии с Графиком опробования систем безопасности, утверждённым главным инженером АЭС. | | | | |

Таблица 10.2.3 - Перечень проверок и испытаний систем и оборудования, важных для безопасности, выполняемых в процессе останова энергоблока, перевода его в "холодное" состояние и в "холодном" состоянии

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| №  п/п | Вид испытания | Условия проведения проверки, испытания | Периодичность проверки, сроки испытаний | Критерии успешности выполнения проверки, испытаний |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | Система гидроемкостей первой ступени (пассивная часть САОЗ) YT11,12,13,14B001 | | | |
| 1.1 | Проверка плотности обратных клапанов, задвижек Ду 300 и ПК емкостей | Емкости САОЗ заполнены до уровня  5,4-6,0 м, давление азота в емкостях САОЗ 1,76-2,35 МПа (17,95-23,97 кгс/см2). Для проведения проверки плотности арматуры давление 1 контура не менее 9,8 МПа  (100 кгс/см2), температура воды в первом контуре не менее температуры гидравлических испытаний | Один раз в четыре года или после аварийных режимов | Давление за обратным клапаном не изменяется в течение 30 мин. при перепаде давления на его затворе 9.8 МПа (100 кг/см2). Давление перед ЗЗ не изменяется в течение 30 мин при перепаде давления на его затворе 9,8 МПа (100 кгс/см2). Протечки через затвор не более значения, определенного ТУ. После сборки герметичность в затворе ПК емкостей соответствует требованиям инструкции по эксплуатации ПК |
| 1.2 | Проверка соответствия коэффициента гидравлического сопротивления линии САОЗ проектному значению. Проверка правильности выбора величины уставки по уровню емкости на закрытие ЗЗ. Проверка отсечения емкости САОЗ от реактора при их опорожнении. Проверка времени открытия и закрытия ЗЗ | Снята крышка реактора, извлечены ВКУ, зона выгружена в бассейн выдержки, реактор заполнен до уровня главного разъема. Емкости САОЗ заполнены до уровня 5,4-6,0 м давление азота в емкостях САОЗ 1,76-2,35 МПа  (17,95-23,97 кгс/см2) | См. примечание 1 | Значение приведенного к Ду 300 коэффициента гидравлического сопротивления тракта «емкости САОЗ - реактор» 8±2,5 (6±1,9 приведенного к Ду 279). После закрытия ЗЗ обеспечивается уровень воды в емкостях 0,8±0,2м. Время полного закрытия (открытия) ЗЗ не более 10 с |

| Продолжение таблицы 10.2.3 | | | | | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №  п/п | Вид испытания | Условия проведения проверки, испытания | | Периодичность проверки, сроки испытаний | | | Критерии успешности выполнения проверки, испытаний | |
|  | Примечание  1. В период эксплуатации при проявлении или обнаружении факторов, могущих привести к отступлению от проектной величины коэффициента  гидравлического сопротивления линии САОЗ, должны быть проведены испытания, аналогичные испытаниям в период ПНР. Испытания пассивной части  САОЗ для проверки работоспособности каналов в целом и определение коэффициента гидравлического сопротивления линии емкость-реактор с  проливом раствора борной кислоты в разуплотненный реактор при давлении в емкостях 1,76 - 2,35 МПа (17,95 – 23,97 кгс/см2) должны проводиться:  - после замены обратных клапанов Ду 300;  - после замены запорных задвижек Ду 300;  - после проведения ремонтных работ на обратных клапанах Ду 300 и запорных задвижках Ду 300, связанных с заменой элементов арматуры и приводящих к изменениям в проточной части, или трубопроводах Ду 300;  - увеличения сверх допустимой величины перепада давления, необходимого для открытия обратного клапана. | | | | | | | |
| 2 | Реактор YС10B001 | | | | | | | |
| 2.1 | Проверка горизонтальности уплотнительной поверхности корпуса | Проверку горизонтальности уплотнительной поверхности корпуса проводить на разуплотненном реакторе | | Проверку проводить перед началом перегрузки, после демонтажа БЗТ | | | Величина уклона уплотнительной поверхности корпуса не должна быть более 0,0005 отн. ед. | |
| 2.2 | Проверка ТВС на герметичность оболочек твэлов | Контроль герметичности оболочек твэлов проводить во время работы и после останова реактора | | Периодичность КГО во время работы реактора и после останова реактора согласно инструкции по КГО | | | Значения допустимого повышения активности теплоносителя во время работы реактора и воды в стенде КГО во время проведения проверки - согласно инструкции по КГО | |
| 2.3 | Проверки характеристик привода, сцепленного с ПС СУЗ | Условия проведения проверок - согласно руководству по эксплуатации привода | | Периодичность проведения проверок - согласно руководству по эксплуатации привода | | | Критерии успешности проведения проверок - согласно руководству по эксплуатации привода | |
| 2.4 | Проверка размеров уплотнительных канавок ГРР | Проверку проводить на разуплотненном реакторе при извлеченных БЗТ и шпильках M170. Теплоноситель сдренирован на 200 - 300 мм ниже плоскости ГРР | | Проверку проводить при каждом разуплотнении ГРР | | | Разность выступания контрольного шарика диаметром 5,0 мм над плоскостью ГРР и величины углубления (намина) на уплотнительной поверхности ВБ должна быть не менее 1,3 мм | |
| 2.5 | Измерение остаточной упругости прижимных труб | Проверку проводить после разуплотнения реактора и демонтажа ВБ. Уровень теплоносителя - на 200 - 300 мм ниже плоскости ГРР | | При каждом плановом останове реактора | | | Величина остаточной упругой деформации прижимных труб должна быть не менее 0,4 мм | |
| 2.6 | Проверка плотности разъема чехла привода СУЗ с патрубком крышки реактора | Проверку плотности разъема проводить на верхнем блоке, установленном в шахте ревизии верхнего блока | | После каждого уплотнения разъемного соединения | | | Давление по контрольному манометру остается постоянным. Протечки и отпотевания отсутствуют | |
| 3 | Система гидроемкостей второй ступени (пассивная часть САОЗ) TH16,17,26,27,36,37,46,47B001 | | | | | | | |
| 3.1 | Проверка плотности обратных клапанов, задвижек Ду 300 и ПК емкостей | Емкости САОЗ заполнены до номинального уровня, давление азота в емкостях САОЗ 1,76-2,35 МПа (17,95-23,97 кгс/см2). Для проведения проверки плотности арматуры давление 1 контура не менее 9,8 МПа  (100 кг/см2), температура воды в первом контуре не менее температуры гидравлических испытаний | | Один раз в четыре года или после аварийных режимов | | Давление за обратным клапаном не изменяется в течение 30 мин. при перепаде давления на его затворе 9,8 МПа (100 кгс/см2). Давление перед ЗЗ не изменяется в течение 30 мин при перепаде давления на его затворе 9,8 МПа  (100 кгс/см2). Протечки через затвор не более определяемых техническими условиями на арматуру После сборки герметичность в затворе ПК емкостей соответствует требованиям инструкции по эксплуатации ПК | | |
| 4 | Система TH, группа аварийного и планового расхолаживания TH10,20,30,40 | | | | | | | |
| 4.1 | Проверка плотности обратных клапанов системы | | Состояние РУ:  - в период ППР;  - при перегрузке топлива | Два раза в год | | | | В течение периода наблюдения  (30 минут) давление в участке трубопровода перед обратными клапанами не превысило 0,5 МПа (5,1 кгс/см2) |
| 5 | Система TH, группа аварийного впрыска бора TH15,25,35,45 | | | | | | | |
| 5.1 | Проверка плотности обратных клапанов системы | | Состояние РУ:  - в период ППР;  - при перегрузке топлива | В период останова блока на ППР | | | | Подтверждена плотность обратных клапанов системы |
| 6 | VE - cистема технического водоснабжения для охлаждения промконтуров TF и VJ | | | | | | | |
| 6.1 | Проверка работоспособности электрифицированной арматуры системы | | Состояние РУ:  - в период ППР;  - при перегрузке топлива | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов | | | | Подтверждено проектное функционирование арматуры |
| 6.2 | Проверка работоспособности насосных агрегатов VE11,21,31,41D001 | | Состояние РУ не регламентируется | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов с одновременным опробованием САЭ | | | | Подтверждена работоспособность насосных агрегатов |
| 7 | Система промконтура охлаждения ответственных потребителей TF | | | | | | | |
| 7.1 | Проверка работоспособности электроприводной арматуры | Состояние РУ "Холодное" | | Один раз в 672 часа одновременно с соответствующими системами безопасности | | Подтверждено проектное функционирование электроприводной арматуры | | |
| 7.2 | Проверка работоспособности насосных агрегатов системы | Состояние РУ "Холодное" | | Один раз в 672 часа каждого из четырех каналов с одновременным опробованием САЭ | | Подтверждена работоспособность насосных агрегатов TF10(20,30,30,40)D001, TF21(31)D001  Подтверждена работоспособность электрических схем управления и сигнализации состояния насосов  Величина виброскорости не должна превышать:  на корпусах подшипников насоса - 7.1 мм/сек,  на корпусах подшипников электродвигателя - 4.5 мм/сек,  в диапазоне частот - (10÷1000) Гц | | |
| 8 | Система аварийного удаления водорода XP | | | | | | | |
| 8.1 | Проверки работоспособности и готовности оборудования системы к выполнению заданных функций | | Энергоблок остановлен на планово-предупредительный ремонт | Один раз в год во время ППР | | | | Подтверждена работоспособность испытываемых рекомбинаторов водорода |
| 9 | Система главных паропроводов RA | | | | | | | |
| 9.1 | Проверка работоспособности ИПУ ПГ | Переходное состояние:  расхолаживание до холодного состояния; при останове блока на перегрузку активной зоны | | В период останова блока на ППР с перегрузкой топлива | Подтверждена готовность ИПУ ПГ к работе по прямому назначению;  Подтверждена работоспособность электрических схем управления и сигнализации положения ИПУ ПГ | | | |
| 9.2 | Проверка работоспособности БЗОК RA10,20,30,40S004 | "Горячее" состояние | | В период останова блока на ППР с перегрузкой топлива | Подтверждена готовность БЗОК к работе по прямому назначению;  Подтверждена работоспособность электрических схем управления и сигнализации положения БЗОК;  Подтверждено проектное требование по времени закрытия БЗОК | | | |
| 9.3 | Проверка работоспособности  БРУ-А RA10÷40S003 | Переходное состояние:  расхолаживание до холодного состояния; при останове блока на перегрузку активной зоны | | В период останова блока на ППР с перегрузкой топлива | Подтверждена готовность БРУ-А к работе по прямому назначению;  Подтверждена работоспособность электрических схем управления и сигнализации положения БРУ-А;  Подтверждено проектное требование по времени открытия (закрытия) БРУ-А | | | |
| 10 | ОР СУЗ | | | | | | | |
| 10.1 | Проверка времени падения ОР СУЗ. | | РУ в горячем состоянии (в работе 4 ГЦНА) | Перед началом и после окончания компании топлива | | | | Время падения ОР СУЗ - в пределах (1,2Q4) сек. |

Требования по надзору за приборами радиационного контроля

Таблица 10.2.4

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование измерительного канала | Периодичность проверок | | | Эксплуатаци-онный режим для проведения проверок |
| на работо-способность | калибровка канала | функциона-льные испытания |
| 1. Измерительные каналы активности воды САОЗ | Один раз  в сутки | Один раз  в год | Один раз  в месяц | На всех  режимах |
| 2. Измерительные каналы активности парогазовой смеси трубопроводов  БРУ-А | Один раз  в сутки | Один раз  в год | Один раз  в месяц | При работе на мощности |
| 3. Измерительные каналы активности теплоносителя 1 контура | Один раз  в сутки | Один раз  в год | Один раз  в месяц | На всех  режимах |
| 4. Измерительные каналы радиационной обстановки в ГО | Один раз  в сутки | Один раз  в год | Один раз  в месяц | При всех режимах при наличии топлива в БВ |
| 5. Измерительные каналы кольцевого зазора | Один раз  в сутки | Один раз  в год | Один раз  в месяц | При работе на мощности |
| 6. Измерительные каналы активности охлаждающей воды в системе ZN33 | Один раз  в сутки | Один раз  в год | Один раз  в месяц | На всех  режимах |
| 7. Измерительные каналы активности паровоздушной смеси на выхлопе системы воздухоудаления из конденсатора турбины | Один раз  в сутки | Один раз  в год | Один раз  в месяц | При работе на мощности |
| 8. Измерительные каналы активности острого пара в паропроводах ПГ | Один раз  в сутки | Один раз  в год | Один раз  в месяц | При работе на мощности |
| 9. Аппаратура контроля газоаэрозольных выбросов в венттрубу | Один раз  в сутки | Один раз  в год | Один раз  в месяц | На всех  режимах |
| 10. Измерительные каналы активности сбросных вод | Один раз  в сутки | Один раз  в год | Один раз  в месяц | На всех  режимах |
| 11. Аппаратура контроля радиационной обстановки в зданиях ZX, ZE | Один раз  в сутки | Один раз  в год | Один раз  в месяц | На всех  режимах |

Продолжение таблицы 10.2.4

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование измерительного канала | Периодичность проверок | | | Эксплуатаци-онный режим для проведения проверок |
| на работо-способность | калибровка канала | функциона-льные испытания |
| 12. Измерительные каналы активности воды промконтура TF | Один раз  в сутки | Один раз  в год | Один раз  в месяц | На всех  режимах |
| 13. Измерительные каналы активности продувки парогенераторов RZ | Один раз  в сутки | Один раз  в год | Один раз  в месяц | На всех  режимах |

**10.3 Условия безопасной эксплуатации энергоблока при проведении испытаний и проверок оборудования**

10.3.1 При проведении испытаний и проверок оборудования систем, важных для безопасности, в том числе ТО защит и блокировок, необходимо соблюдение условий безопасной эксплуатации энергоблока, оговоренных в разделах 4, 5, 6, 7 настоящего регламента для различных состояний РУ. Кроме того, необходимо выполнять дополнительные требования, изложенные ниже.

10.3.2 Защиты и блокировки, введенные в эксплуатацию, должны находиться в работе в течение всего времени работы оборудования, на котором они установлены.

Вывод защит и блокировок разрешается в отдельных случаях для проверок и технического обслуживания согласно приложению К п. 2.2, 2.3.

10.3.3 При работе энергоблока на мощности запрещается одновременный вывод из работы двух комплектов АЗ или защит и блокировок более чем одного канала СБ.

Для проведения проверок и испытаний, ТО защит и блокировок не должны выводиться из работы более одного канала СБ. Допускается при проверках блокировок сборка схем механизмов СБ в испытательное положение на срок не более восьми часов. В случае превышения времени, дальнейшую проверку проводить с установкой схем в рабочее положение.

При разуплотненных для ремонта первом и втором контурах в состав канала СБ не входят:

1) разрывные защиты первого контура: ΔTs< 10 °С и Pго> 0,3 кгс/см2;

2) разрывные защиты второго контура: ΔTs > 75 °С и P2к< 50 кгс/см2;

3) система аварийного питания парогенераторов;

4) локализующая арматура при условии фиксации в открытом положении арматуры, обеспечивающей теплоотвод от бассейна выдержки;

5) ГЕ САОЗ;

6) ИПУ ПГ, ИПУ КД, БРУ-А.

10.3.4 При обнаружении неисправности в каком-либо элементе проверяемого канала СБ допускается вывод в ремонт этого канала в соответствии с требованиями, приведенными в п. 5.1.7.

10.3.5 Испытания системы герметичного ограждения.

Требования по состоянию оборудования и систем при испытании системы герметичного ограждения те же, что и для “холодного состояния” энергоблока (п. 4.1.1) с учётом следующих особых условий проведения испытаний:

1) на время проведения испытания системы герметичного ограждения энергоблока должна быть обеспечена её герметичность закрытием арматуры локализующих групп технологических систем имитацией сигнала “превышение давления в ГО Ризб.= 0,3 кгс/см2”.

2) Допускается прекращение расхолаживания БВ при поиске течей при испытании системы герметичного ограждения на время не более, чем на три часа.

3) Допускается прекращение принудительной циркуляции через активную зону реактора при поиске течей при испытании системы герметичного ограждения на время не более, чем на три часа. Допустимое время прекращения принудительной циркуляции может быть уточнено с учетом условий работы конкретной загрузки.

10.3.6 Гидравлические испытания первого и второго контуров.

Состояние оборудования при проведении гидравлических испытаний первого и второго контуров должно удовлетворять требованиям, изложенным в п. 4.1.1.1.

Минимальная температура стенок оборудования первого контура РУ при гидравлическом испытании приведена в приложении В. Параметры гидравлических испытаний приведены в таблице 10.3.1.

Дополнительно должны быть выполнены следующие требования:

1) запрещается поднимать давление в 1-ом контуре выше 35 кгс/см2 (3,4 МПа), а во 2-ом контуре выше 15 кгс/см2 (1,47 МПа) при температуре поверхности оборудования ниже указанной в приложении В;

2) при проведении гидроиспытаний ПГ по 2-му контуру давление в 1-ом контуре должно быть выше давления 2-го контура не менее, чем на 10 кгс/см2 (1,0 МПа) во избежание протечек “чистого” конденсата из 2-го контура ПГ в 1-ый контур;

3) во время гидроиспытаний корпуса барботёра давление в 1-ом контуре должно быть не менее 15 кгс/см2 (1,47 МПа).

10.3.7 Испытания ИПУ КД реальным повышением давления.

Требования по состоянию оборудования и систем при испытаниях ИПУ КД те же, что и в п. 4.1.2, с учётом следующих особых условий для проведения испытаний:

1) допускается для проверки работоспособности ИПУ КД реальным повышением давления заблокировать ИПК ИПУ КД YP21(22,23)S002,003, но не более, чем на четыре часа;

2) допускается отключать ГЦНА, прекращать принудительную циркуляцию через активную зону реактора на время проверки работоспособности ИПУ КД реальным повышением давления, но не более, чем на четыре часа.

10.3.8 Периодическая проверка проходимости ПС СУЗ в направляющих каналах проводится путем поочередного сброса в режиме обесточения привода.

10.3.9 Проверка гидроёмкости САОЗ.

1) При протечках через обратные клапаны, не позволяющих обеспечить параметры канала в соответствии с проектом, необходимо закрыть обе БЗЗ на линии и перевести энергоблок в “холодное” состояние.

2) При подготовке борных растворов для пассивной части САОЗ должна применяться борная кислота с содержанием изотопа БОР-10 не менее 19,5 % от суммы всех изотопов.

3) В процессе эксплуатации РУ запрещается одновременное открытие арматуры на двух байпасных линиях обратных клапанов пассивной части САОЗ.

10.3.10 Проверка работоспособности СУЗ производится согласно рабочей программе по комплексному опробованию системы управления и защиты реактора перед выходом на минимальный контролируемый уровень с воздействием на схему управления приводами ОР СУЗ.

При выполнении комплексной проверки запрещается подъем на верхний концевой выключатель более одной группы ОР СУЗ, при этом другая группа ОР СУЗ может находиться в промежуточном положении, а все остальные группы ОР СУЗ должны находиться в крайнем нижнем положении.

10.3.11 Проверка нейтронно-физических характеристик активной зоны производится согласно рабочей программе.

При выполнении программы должны быть соблюдены условия безопасной эксплуатации:

1) Уровень нейтронной мощности не выше 10-7 % от номинальной, период изменения мощности не менее 999 с.

2) Температура окружающей среды электрических соединителей КНИ и ТК при эксплуатации не должна превышать 105 °С. Допускается кратковременное повышение температуры до 200 °С в течение не более 6 минут.

3) При работе ГЦНА давление в первом контуре должно быть не ниже минимально допустимого давления на всасе ГЦНА.

4) Уровень в КД поддерживать, соответствующий нулевой мощности реактора.

5)В компенсаторе давления перед выводом реактора на МКУ должна быть создана паровая подушка без примесей азота, уровень в КД - не менее 5100±150 мм, давление - 15,7 МПа (160 кгс/см2).

6) Каждая из гидроемкостей САОЗ заполнена раствором борной кислоты концентрацией не менее 16 г/кг до уровня (6500±100) мм, давление – 6±0,10,3 МПа   
(60±13 кгс/см2). Температура в гидроемкостях должна быть в пределах 65-75оС.

7 ) При переводе энергоблока на минимальный контролируемый уровень мощности должны выполняться условия безопасной эксплуатации энергоблока, приведенные в разделе 4.1.3 технологического регламента.

8) Изменение температуры воды 1-го контура не должно выходить за пределы диапазона (260÷280) °С.

Параметры гидравлических испытаний

Таблица 10.3.1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование системы  (части системы, оборудования, трубопроводов) | Рабочее давление кгс/см2 (МПа) | Давление гидроиспытаний, допустимые пределы  колебаний, кгс/см2 (МПа) | Давление осмотра кгс/см2 (МПа) | Допустимые скорости  повышения, понижения  давления, кгс/см2/мин (МПа/мин) | Температура гидроиспытаний, °С | | Допустимые скорости изменения температуры, °С/ч | |
| мин. | макс.  (теплон) | разогрев | расхола-живание |
| 1. Первый контур | 180 (17,6) | 250255  (24,525,0) | 200 (19,6) | 10 (1,0) | см.  прил. В | 130 | 20 | 30 |
| 2. Корпус барботёра с участком трубопровода сброса до ИПУ КД | см. прим. | 1011 (0,981,0) | 8,0 (0,8) | 10 (1,0) | 20 | 60 | 20 | 30 |
| 3. Теплообменник барботёра | 6 (0,59) | 810 (0,81,0) | 6,0 (0,6) | 10 (1,0) | 20 | 60 | 20 | 30 |
| 4. ГЕ САОЗ с участками трубопроводов САОЗ до задвижек YT11,12,13,14S001 | 60 (5,9) | 84,7±4,1 (8,3±0,4) | 68 (6,7) | 10 (1,0) | 20 | 40 | 20 | 30 |
| 5. ГЕ САОЗ второй ступени | 25 (2,45) | 35,31±2,04  (3,46±0,2) | 28,48 (2,8) | 10 (1,0) | 20 | 40 | 20 | 30 |
| 6. Парогенератор по 2-му контуру испытание на прочность | 80 (7,8) | 110115  (10,811,3) | 88 (8,6) | 10 (1,0) | 70 | 130 | 20 | 30 |

Примечание. Для корпуса барботёра - 7 кгс/см2 (0,6 МПа), для участка трубопровода сброс до ИПУ КД - 115 кгс/см2 (11,3 МПа).

**10.4 Правила и основные приёмы проведения технологических операций при выполнении испытаний и проверок работоспособности оборудования**

* + - 1. 10.4.1 При гидравлических испытаниях 1-го контура:

1) надёжно отключены все трубопроводы низкого давления вспомогательных систем РУ с помощью граничной арматуры этих систем от трубопроводов высокого давления.

Электропривода арматуры в этом положении обесточены за исключением системы аварийного газоудаления из 1-го контура и воздухоудаления из автономных контуров ГЦНA;

2) в КД азотная или паровая подушка, уровень в КД - 11100 мм (отсчет уровня от нижней внутренней образующей корпуса КД), готовы к работе ИПУ КД, уровень в ББ - номинальный;

3) два ГЦНA в работе, остальные готовы к работе, на них подана охлаждающая вода промконтура и уплотняющая вода.

Допускается отключать ГЦНA, прекращать принудительную циркуляцию через активную зону реактора на время проведения гидравлических испытаний 1-го контура, но не более, чем на четыре часа;

4) уровень в каждом ПГ - (3700Q3800) мм, готовы к работе ИПУ ПГ;

5) при давлении в 1-ом контуре более 70 кгс/см2 ГЕ САОЗ первой и второй ступеней подключены к 1-му контуру, параметры среды в ГЕ САОЗ - номинальные;

6) при температуре теплоносителя 1-го контура выше 60 °С подача охлаждающей воды промконтура в теплообменник автономного контура ГЦНА обязательна;

7) при гидравлических испытаниях ПГ разность температур в разных точках корпуса ПГ не должна превышать 40 °С, а температура не выходить за пределы, указанные в п.3.2.2.2;

8) при гидравлических испытаниях 1-го контура разность температур верха-низа КД не должна превышать 50 °С, а температура не должна выходить за пределы, указанные в в п.3.2.2.2;

9) температура подаваемой среды при гидравлических испытаниях 1-го контура и ПГ по 2-му контуру - не менее 80 °С;

10) температура окружающей среды при гидравлических испытаниях не должна быть ниже 20 °С.

На период гидравлических испытаний 1-го контура и 2-го контура перед подъёмом давления в 1-ом контуре более 19,6 МПа (200 кгс/см2) и во 2-ом контуре более 8,6 МПа (88 кгс/см2) все датчики КИП, не рассчитанные на давление гидроиспытаний, должны быть отключены и приняты меры, исключающие выход их из строя из-за неплотности отключающей арматуры. При этом организационными мерами должна быть обеспечена возможность контроля на БПУ давления гидравлических испытаниях 1-го и 2-го контуров.

При гидравлических испытаниях 1-го контура при загруженном топливе реактора необходимо соблюдать следующие ограничения по топливу:

а) давление 24,5 МПа (250 кгс/см2) допускается держать не более 10 минут одноразово (суммарно не более 60 минут за весь срок эксплуатации ТВС);

* + - 1. 10.4.2 ГЦНА допускает проведение гидроиспытания в составе 1-го контура давлением 24,5 МПа (250 кгс/см2) при температуре теплоносителя, соответствующей установленным требованиям, при этом допускается не подавать запирающую воду при условии подачи охлаждающей воды промконтура. В этом случае вентили на подводе и отводе запирающей воды должны быть закрыты.
      2. ГЦНА допускает опрессовку наружным давлением воздуха 0,46 МПа абс.   
         (4,7 кгс/см2 абс.).
      3. 10.4.3 Перед подъёмом давления в барботёре для поведения гидравлических испытаний должно быть создано в 1-ом контуре давление не менее 1,47 МПа (15 кгс/см2) для исключения попадания “чистого” конденсата из ББ через ИПУ КД в 1-ый контур.
      4. 10.4.4 Если БРУ-А выведен в ремонт при работе энергоблока на мощности и работоспособность его невозможно проверить без воздействия на клапан и его открытия, то проверка работоспособности осуществляется в следующем порядке:

1) энергоблок работает на мощности не более 75 % Nном;

2) регулятор АРМ работает в режиме поддержания нейтронной мощности (режим “Н”);

3) ЭЧСР работает в режиме поддержания давления во 2-ом контуре (режим РД-1).

* + - 1. При соблюдении указанных условий производится частичное открытие клапана БРУ-А ключом с БПУ. Степень открытия БРУ-А - не более 15 %.
      2. После стабилизации параметров 1-го и 2-го контуров клапан БРУ-А переводится в режим авторегулирования, после чего он должен автоматически закрыться.
      3. 10.4.5 Опробование пассивной части САОЗ первой ступени:

1) перед проверкой ёмкостей САОЗ проверить следующие условия:

а) ПК ГЕ САОЗ находятся в исправном состоянии и проверены на давление их срабатывания;

b) КИП, обеспечивающие контроль и измерение параметров пассивной части САОЗ, находятся в исправном состоянии;

c) параметры в ГЕ САОЗ - номинальные;

d) система подачи азота в КД находится в состоянии готовности;

2) после проверки исходного состояния необходимо отключить от 1-го контура систему аварийного расхолаживания и выполнить мероприятия по отключению трубопроводов низкого давления данной системы;

3) создать в КД азотную подушку при параметрах:

а) давление - 1,96 МПа (20 кгс/см2);

b) уровень - 11600 мм;

c) температура 1-го контура - (90÷130) °С.

4) поднять давление в 1-ом контуре до 6,4 МПа (65 кгс/см2), открыть быстродействующие запорные задвижки, соединяющие ёмкость САОЗ с реактором и убедиться, что давление и уровень в ёмкости не изменились;

5) установить уставки блокировок на закрытие запорных задвижек Ду 300 на значение уровня ниже на 500 мм фактического уровня в ёмкости САОЗ;

6) отключить регулятор продувки, отключить регулятор уровня в КД, открыть всю арматуру на линиях сброса теплоносителя 1-го контура. Проконтролировать срабатывание обратных клапанов Ду 300 при достижении ΔРотк не более 0,029 МПа (0,3 кгс/см2);

7) при снижении давления в 1-ом контуре до 3,9 МПа (40 кгс/см2) закрыть арматуру на линиях сброса теплоносителя 1-го контура и включить регулятор продувки на поддержание этого давления;

8) убедиться, что обе запорные задвижки Ду 300 закрылись по блокировке, а уровень и давление в ёмкости САОЗ стабилизировались.

* + - 1. Создать в ёмкости номинальные параметры и установить проектные уставки блокировок на закрытие запорных задвижек Ду 300.
      2. После выполнения операций по проверке САОЗ убедиться в работоспособности вентилей на байпасах обратных клапанов путём однократного цикла “открыто-закрыто”.
      3. Запрещается одновременная проверка двух и более быстродействующих задвижек пассивной части САОЗ.
      4. 10.4.6 В случае недопустимости полного открытия арматуры по условиям технологии при поочередной проверке каналов дистанционного управления арматурой на работающем оборудовании, рекомендуется осуществлять проверку работоспособности арматуры подачей кратковременной команды с БПУ (РПУ) на перемещение арматуры до схода с концевого выключателя или зоны уплотнения и возврата её в исходное состояние.
      5. Перед выполнением операций на РПУ должна быть произведена проверка работоспособности сигнализации, наличия питания и работоспособности КИП, в том числе АКНП БПУ.
      6. Проверка возможности управления оборудованием энергоблока с РПУ должна осуществляться путём пробного включения (отключения) оборудования энергоблока с РПУ после того, как это оборудование было опробовано с БПУ в соответствии с утверждёнными графиками опробования. Все неисправности должны быть устранены немедленно после их выявления.
      7. Запрещается выполнение операций с РПУ при неустановившемся режиме работы энергоблока.
      8. 10.4.7 При дренировании ПГ по 1-му контуру для предотвращения образования водородно-воздушной смеси под крышками коллекторов 1-го контура ПГ производить подачу азота в сдренированный объём ПГ по 1-му контуру через воздушники из штатной азотной линии.
      9. Вентили на линии удаления газовой смеси из дренируемого по 1-му контуру ПГ должны быть закрыты.
      10. После дренирования ПГ по 1-му контуру и петель 1-го контура перед вскрытием крышек коллекторов 1-го контура также произвести продувку азотом коллекторов в течение 15 минут из штатной линии через воздушники 1-го контура ПГ в сторону реактора для удаления газовой смеси, содержащей водород и скопившейся во внутренних полостях ПГ по 1-му контуру.
      11. Вентили на линии удаления газовой смеси из ПГ по 1-му контуру на продуваемом азотом ПГ должны быть закрыты.
      12. Перед осмотром и периодически во время осмотра внутренних полостей ПГ необходимо продуть их сжатым воздухом, подаваемым по шлангу через люки ПГ и в коллектора 1-го контура после снятия штатных или технологических крышек.
      13. 10.4.8 Проверка плотности обратных клапанов ГЕ САОЗ 1-ой и 2-ой ступеней.
      14. Для первого обратного клапана (от реактора) перед проверкой открывается байпасная арматура на втором обратном клапане. Для второго (со стороны реактора) обратного клапана перед проверкой открывается байпасная арматура на первом обратном клапане.
      15. При невыполнении критерия испытания по плотности арматура должна быть подвергнута ревизии в ближайший ППР. При протечках через обратные клапаны, не позволяющих обеспечить работоспособность канала САОЗ, необходимо перевести энергоблок в “холодное” состояние.
      16. 10.4.9 Основные приемы безопасной эксплуатации при проверке нейтронно-физических характеристик активной зоны.
      17. 1) В процессе водообмена, для снижения концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура, при достижении пускового интервала водообмен необходимо прекратить на время достаточное для выравнивания концентрации борной кислоты в 1-ом контуре, КД, деаэраторе подпитки, в баке оргпротечек (разница концентраций не более 1 г/кг).
      18. Отбор проб для контроля концентрации борной кислоты производить не реже 1 раза в 30 минут в дополнение к непрерывному контролю.
      19. 2) Расход чистого конденсата в пусковом интервале концентрации борной кислоты в теплоносителе 1-го контура не более 6,5 т/час свыше необходимого для компенсации отравления ксеноном при пусках из отравленного состояния.
      20. Методика определения компенсирующего расхода чистого конденсата согласовывается в установленном порядке и утверждается главным инженером.
      21. При отсутствии утвержденной методики допустимый расход чистого конденсата в пусковом интервале не более 6,5 т./час.
      22. 3) Стабилизировать мощность реактора на уровне 10-5÷10-3 % Nном., воздействуя на ОР СУЗ рабочей группы.
      23. При периоде реактора менее 100 с и дальнейшем снижении периода по показаниям АКНП прекратить разомкнутый водообмен первого контура. Контролировать критическое (слабо надкритическое) состояние реактора по периоду близкому к бесконечности. При уменьшении периода до 90 с привести реактор в слабо подкритическое состояние перемещением ОР СУЗ рабочей группы шагами 3…5 см.
      24. После вывода реактора на МКУ мощности, после прекращения вывода бора из 1-го контура и выравнивания концентрации раствора борной кислоты в реакторе, КД и деаэраторе подпитки зафиксировать в оперативном журнале параметры, при которых был достигнут МКУ мощности:
      25. - концентрацию борной кислоты в теплоносителе первого контура;
      26. - положение 10-й группы ОР СУЗ;
      27. - давление и температуру первого контура;
      28. - количество эффективных суток, отработанных реактором после перегрузки топлива до момента пуска.

**НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ**

1 Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций (ОПЭ АС),   
3-е издание, РД ЭО 0348-02;

2 Общие положения обеспечения безопасности атомных станций (ОПБ-88/97),   
ПНАЭ Г-1-011-89;

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

4 Типовой технологический регламент эксплуатации энергоблоков АЭС с реактором ВВЭР-1000, ТРВ-1000-4, 1997;

5 Санитарные требования к порядку допуска персонала в гермообъем при эксплуатации энергоблоков с ВВЭР 1000, СТГО-АС-92;

6 Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций   
(ПБЯ РУ AC-89). Изменение №1 от 01.09.2000, ПНАЭ Г-1-024-90;

7 Правила ядерной безопасности атомных станций. Раздел 4. (Изменение №1  
от 01.09.2000), ПБЯ-04-74;

8 Правила ядерной безопасности при транспортировании отработавшего ядерного топлива, ПБЯ-06-08-77;

9 Правила устройства и эксплуатации систем аварийного охлаждения и отвода тепла от ядерного реактора к конечному поглотителю, ПНАЭ Г-5-020-90;

10 Правила устройства и эксплуатации локализующих систем безопасности атомных станций, ПНАЭ Г-10-021-90;

11 Требования к управляющим системам, важным для безопасности атомных станций, НП-026-01;

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

13 Правила безопасности при хранении и транспортировке ядерного топлива на объектах атомной энергетики, ПНАЭ Г-14-029-91;

14 Правила радиационной безопасности при эксплуатации АС, ПРБ АС-99;

15 Нормы радиационной безопасности, НРБ-96;

16 Основные санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений, ОСП-72/87;

17 Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций,   
(СП АС-03) СанПин 2.6.1.24-03;

18 Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности, ОСП-72/87;

19 Правила пожарной безопасности при эксплуатации АС, ППБ АС-95;

20 Положение о порядке расследования и учета нарушений в работе атомных станций, ПНАЭ Г-12-005-91;

1. Нормы водно-химического режима первого контура, 446 Д3;
2. Нормы водно-химического режима второго контура, 446 Д4;
3. Рабочий технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 4 Балаковской АЭС.
4. Методика радиационного контроля протечки теплоносителя первого контура в воду парогенератора АЭС с ВВЭР-1000 (типовая МВК), РД ЭО 0333-02.
5. Техническое решение № 7717-03/08-160. О режиме планового расхолаживания РУ Блока № 1 АЭС «Бушер» подсистемами ТН10,20,40 системы аварийного и планового расхолаживания 1 контура и охлаждения бассейна выдержки.
6. Письмо ОАО ОКБ «Гидропресс» №044/10-02-10388от 22.07.2014 г. «О температуре на выходе из верхнего блока».
7. Типовая методика контроля герметичности оболочек тепловыделяющих элементов. Сборки тепловыделяющие ядерных реакторов типа ВВЭР-1000. РД ЭО 1.1.2.10.0521-2009.

# *ПРИЛОЖЕНИЕ A*

Перечень сигналов АЗ, ПЗ и УПЗ

Таблица А.1 - Перечень сигналов АЗ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование  сигнала | Обоснование необходимости сигнала | Определяющие  режимы |
| 1. Период изменения потока тепловых нейтронов в пусковом диапазоне, менее 10 с  Период изменения потока тепловых нейтронов в рабочем диапазоне, менее 10 с  Период изменения потока тепловых нейтронов в диапазоне источника 10 с | Останов реактора при непредусмотренном уменьшении периода изменения потока тепловых нейтронов в пусковом диапазоне  Останов реактора при непредусмотренном уменьшении периода изменения потока тепловых нейтронов в рабочем диапазоне | Нарушение в системе борного регулирования. Нерегулируемый вывод поглощающих стержней. Выброс органа регулирования при разрыве чехла привода СУЗ |
| 2. Уровень плотности нейтронного потока в пусковом диапазоне измерения. Уставка переменная. Устанавливается оператором.  Уровень плотности нейтронного потока в рабочем диапазоне, Nзад, не более. Уставка переменная. Nзад устанавливается дискретно через 1 % в диапазоне (3÷107) % Nном оператором в соответствии с инструкцией по эксплуатации или автоматически  Уровень плотности нейтронного потока в диапазоне источника | Останов реактора при непредусмотренном увеличении уровня плотности потока тепловых нейтронов в пусковом диапазоне  Останов реактора при непредусмотренном увеличении мощности реактора при работе на частичных уровнях мощности, неполном составе работающего оборудования | Неправильные действия оператора при подъеме мощности реактора. Нарушение в системе борного регулирования  Нерегулируемый вывод поглощающих стержней. |
| 3. Уровень плотности нейтронного потока в рабочем диапазоне, 107 % Nном, не более. Уставка постоянная | Останов реактора при непредусмотренном увеличении мощности реактора при работе в номинальном режиме, полном составе работающего оборудования | Нерегулируемый вывод поглощающих стержней.  Нарушение в системе борного регулирования |

*продолжение ПРИЛОЖЕНИя А*

Продолжение таблицы А.1

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование  сигнала | Обоснование необходимости сигнала | Определяющие  режимы |
| 4. Уровень плотности нейтронного потока в рабочем диапазоне изменения, % Nном, более при отключении:   * одного из четырех работающих ГЦНА – 75% Nном; * одного из трех работающих ГЦНА (в работе остаются два противоположных  ГЦНА) - 60% Nном; * одного из трех работающих ГЦНА (в работе остаются два смежных  ГЦНА) - 50% Nном; * трех и более работающих ГЦНА – 5% Nном | Останов реактора при непредусмотренном увеличении мощности реактора при работе в рабочем диапазоне при отключении ГЦНА | Отключение ГЦНА |
| 5. Разность между температурой насыщения в первом контуре и максимальной температурой в любой горячей нитке менее 10 С | Останов реактора при снижении расхода через активную зону | Разрывы трубопроводов первого контура. Непредусмотренное открытие ИПУ КД. Ложный впрыск в КД от системы подпитки |
| 6. Совпадение следующих сигналов:   * давление над активной зоной менее 14,7 МПа (150 кгс/см2); * мощность реактора более  75 % Nном | Останов реактора при нарушении отвода тепла от первого контура и активной зоны реактора | Ложный впрыск в КД от системы подпитки и борного регулирования.  Непредусмотренное открытие ИПУ ПГ или ИПУ КД.  Течи первого контура |
| 7. Совпадение следующих сигналов:   * температура теплоносителя в горячих нитках петель более 260 С; * давление над активной зоной менее 13,73 МПа (140 кгс/см2) | Останов реактора при нарушении отвода тепла от первого контура и активной зоны реактора | Течи первого контура.  Непредусмотренное открытие ИПУ КД |

*продолжение ПРИЛОЖЕНИя А*

Продолжение таблицы А.1

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 8. Падение перепада давления на работающем ГЦНА с 0,392 МПа (4 кгс/см2) до 0,245 МПа (2,5 кгс/см2) за время менее 5 с | Останов реактора при непредусмотренном резком сокращении расхода теплоносителя через активную зону | Заклинивание ГЦНА.  Обрыв вала ГЦНА |
| 9. Совпадение следующих сигналов по любому из четырёх паропроводов:   * давление в паропроводе менее 4,9 МПа (50 кгс/см2); * разность температур насыщения 1-го и 2-го контуров (в паропроводе) более 75 С | Останов реактора при быстром снижении давления в паропроводе вследствие течей или эксплуатационных нарушений | Разрыв паропровода.  Разрыв линий питательной воды ПГ.  Непреднамеренное открытие паросбросных устройств (ИПУ ПГ,  БРУ-А, БРУ-К) |
| 10. Обесточивание ГЦНА:   * одного из двух или двух из трех работающих ГЦНА; * двух из четырех работающих ГЦНА при мощности реактора более 75% Nном. с выдержкой 6 с | Останов реактора при непредусмотренном резком сокращении расхода теплоносителя через активную зону | Отключение различного числа ГЦНА |
| 11. Давление в любом из четырех ПГ более 7,84 МПа  (80 кгс/см2) | Останов реактора при непредусмотренном резком сокращении расхода пара от ПГ | Сбросы нагрузок турбиной (включая полный) при недостаточной производительности сбросных устройств БРУ-К. Ложное закрытие БЗОК |
| 12. Сейсмическое воздействие, м/с2, более 0,2g | Останов реактора при землетрясении | Сейсмическое воздействие более проектного |
| 13. Потеря напряжения 380 В на 2-х вводах СУЗ | Останов реактора при обесточивании аппаратуры СУЗ | Потеря надёжного питания аппаратуры СУЗ |
| 14. Совпадение сигналов:  - ГЦНА петли включен;  - уровень воды ПГ менее (Нном-650) мм | Останов реактора при непредусмотренном ухудшении теплоотвода по петле, в результате потери нормального расхода питательной воды, следствием которого является увеличение температуры на входе в активную зону реактора | Разрывы трубопроводов питательной воды. Отключение турбопитательных насосов |

*продолжение ПРИЛОЖЕНИя А*

Продолжение таблицы А.1

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование  сигнала | Обоснование необходимости сигнала | Определяющие  режимы |
| 15. Падение частоты на трёх из четырёх секций питания ГЦНА менее 46 Гц с задержкой 1 сек | Останов реактора при снижении расхода через активную зону | Снижение частоты в сети питания собственных нужд станции |
| 16. Давление в контайнменте (избыточное) - более  0,030 МПа (0,306 кгс/см2) | Останов реактора при резком непредусмотренном возрастании давления под оболочкой | Большие течи из первого контура. Большие течи из паропроводов второго контура в пределах герметичной части оболочки |
| 17. Давление в первом контуре более 17,5 МПа  (180 кгс/см2) | Останов реактора при резком увеличении объёма и температуры теплоносителя 1-го контура | Ложное закрытие БЗОК. Потеря нормального расхода питательной воды. Разрыв главного парового коллектора. Непреднамеренное открытие БРУ-К |
| 18. Температура теплоносителя в любой из четырех горячих ниток петель более (tном.+8) С | Останов реактора при непредусмотренном увеличении температуры в петле | Отключение ГЦНА при неработающем устройстве РОМ.  Ложное закрытие БЗОК.  Выброс одного ОР.  Одновременное отключение двух из четырех ГЦНА при отказе УПЗ.  Потеря нормального расхода питательной воды.  Разрыв ГПК.  Непреднамеренное открытие БРУ-К |
| 19. Уровень теплоносителя в КД менее 4000 мм | Останов реактора при снижении уровня в КД в режимах, связанных с изменением (уменьшением) объёма теплоносителя в 1-ом контуре | Некомпенсируемые течи 1-го контура |

*продолжение ПРИЛОЖЕНИя А*

Продолжение таблицы А.1

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование  сигнала | Обоснование необходимости сигнала | Определяющие  режимы |
| 20. Нажатие кнопки АЗ на БПУ или РПУ | Останов реактора с БПУ или РПУ оператором | Требования «Правил ядерной безопасности реакторных установок атомных станций» (ПБЯ РУ АС-89), Москва, 1991 ПНАЭ Г-1-024-90 |
| 21. Запас до кризиса кипения на поверхности ТВЭЛ с максимальным энерговыделением, *nкризиза*, менее 1,2 | Останов реактора при уменьшении запаса до кризиса кипения | Отключение ГЦНА при неработающем устройстве РОМ.  Ложное закрытие БЗОК.  Выброс одного ОР.  Одновременное отключение двух из четырех ГЦНА при отказе УПЗ.  Потеря нормального расхода питательной воды.  Разрыв ГПК.  Непреднамеренное открытие БРУ-К |
| 22. Локальное энерговыделение максимально напряженного ТВЭЛ более 448 Вт/см\* (с выдержкой времени 80 секунд) | Останов реактора при увеличении локального энерговыделения | Отключение ГЦНА при неработающем устройстве РОМ.  Ложное закрытие БЗОК.  Выброс одного ОР.  Одновременное отключение двух из четырех ГЦНА при отказе УПЗ.  Потеря нормального расхода питательной воды.  Разрыв ГПК.  Непреднамеренное открытие БРУ-К |

*продолжение ПРИЛОЖЕНИя А*

Продолжение таблицы А.1

|  |
| --- |
| Примечания.  \* Уставка рассчитывается в зависимости от положения по высоте активной зоны и типа ТВЭЛ, в котором достигается максимум;  1. Значение допустимого локального энерговыделения приведено для четырех работающих ГЦНА;  2. Значения уставок по запасу до кризиса кипения на поверхности твэл и локальному энерговыделению уточняются по результатам нейтронно-физических расчетов активной зоны ежегодно после каждой перегрузки топлива.  Уставки должны быть обоснованы по результатам кроссверификации математического обеспечения СВРК по кодам, которые были использованы при обосновании проекта РУ. |

*продолжение ПРИЛОЖЕНИя А*

Таблица А.2 - Перечень сигналов предупредительной защиты ПЗ-1

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование сигнала | Результат действия защиты |
| 1. Период изменения нейтронногопотока в диапазонах:  - диапазоне источника менее 20 с;  - пусковом, менее 20 с;  - рабочем, менее 20 с. | Ограничение уменьшения периода потока тепловых нейтронов во всех диапазонах. |
| 2. Уровень плотности нейтронного потока в рабочем диапазоне измерения, уставка переменная, устанавливается в отношении 104:107 % от Nзад | Снижение мощности реактора при непредусмотренном увеличении мощности реактора при работе на частичных уровнях мощности, неполном составе работающего оборудования |
| 3. Давление над активной зоной, более 16,7 МПа (172 кгс/см2) | Снижение мощности реактора при непредусмотренном увеличении объёма и температуры теплоносителя 1-го контура |
| 4. Температура теплоносителя в любой из четырёх горячих ниток, более (Тгор.ном.+3) С | Снижение мощности реактора при непредусмотренном увеличении температуры теплоносителя в петле |
| 5. Давление в главном паровом коллекторе, более 6,86 МПа  (70 кгс/см2) | Снижение уровня мощности реактора при снижении расхода теплоносителя через активную зону |
| 6. Обесточивание одного ГЦНА из трёх работающих | Снижение мощности реактора с помощью ПЗ при снижении расхода теплоносителя через а.з. |
| 7. Обесточивание одного ГЦНА из четырёх работающих | Снижение мощности реактора с помощью ПЗ при снижении расхода теплоносителя через а.з. |
| 8. Частота на трёх из четырёх секциях питания ГЦНА, менее 49 Гц | То же |
| 9. Отключение генераторных выключателей | Снижение мощности реактора до уровня  40 % от номинальной |
| 10. Отключение одного ЭПН из двух работающих | Снижение мощности реактора с ПЗ при снижении расхода питательной воды в ПГ |
| 11. Отключение всех ЭПН | Снижение мощности реактора с ПЗ до уровня 6 % от номинальной при потере расхода питательной воды в ПГ |
| 12. Нажатие кнопки ПЗ-1 на БПУ | Снижение мощности реактора оператором с БПУ |
| 13. Отключение турбины по пару (закрытие 2-х из 4-х СК ТГ) | Снижение мощности реактора до уровня  40 % от номинальной |

*продолжение ПРИЛОЖЕНИя А*

Продолжение таблицы А.2

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование сигнала | Результат действия защиты |
| 14. Сброс нагрузки ТГ до собственных нужд (отключение выключателей блока главной схемы) | Снижение мощности реактора до уровня  40 % от номинальной |
| 15. Линейное энерговыделение максимально напряженного ТВЭЛ больше допустимого\* | Снижение мощности реактора при увеличении локального энерговыделения |
| 16. Запас до кризиса кипения на поверхности ТВЭЛ с максимальным энерговыделением меньше допустимого – 1,3 | Снижение мощности реактора при снижении запаса до кризиса кипения на поверхности ТВЭЛ |
| \* Примечание: уставка рассчитывается в зависимости от положения по высоте активной зоны и типа ТВЭЛ, в котором достигается максимум | |

Таблица А.3 - Перечень сигналов предупредительной защиты ПЗ-2

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование сигнала | Результат действия защиты |
| 1. Уровень плотности нейтронного потока в пусковом диапазоне. Уставка переменная, устанавливается в отношении 0,66Nпер от уставки АЗ в пусковом диапазоне | Ограничение уровня мощности реактора при пуске блока |
| 2. Давление над активной зоной, более 16,2 МПа (165 кгс/см2) | Ограничение подъёма мощности реактора при непредусмотренном увеличении объёма и температуры теплоносителя 1-го контура |
| 3. Падение одного органа регулирования СУЗ | Ограничение подъёма мощности реактора, исходя из условий непревышения допустимой величины неравномерности энерговыделений активной зоны |
| 4. Период Т<40 с в рабочем диапазоне | Ограничение уровня мощности реактора при непредусмотренном уменьшении периода изменения потока тепловых нейтронов в рабочем диапазоне |
| 5. Линейное энерговыделение максимально напряженного ТВЭЛ больше допустимого\* | Ограничение уровня мощности реактора при увеличении локального энерговыделения |
| 6. Запас до кризиса кипения на поверхности ТВЭЛ с максимальным энерговыделением меньше допустимого – 1,35 | Ограничение уровня мощности реактора при снижении запаса до кризиса кипения на поверхности ТВЭЛ |
| \* Примечание: уставка рассчитывается в зависимости от положения по высоте активной зоны и типа ТВЭЛ, в котором достигается максимум | |

*продолжение ПРИЛОЖЕНИя А*

Таблица А.4 - Перечень сигналов ускоренной предупредительной защиты

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование сигнала, фактора | Результат действия защиты |
| 1. Отключение одного и более ГЦНА из четырех работающих с задержкой 1,4 с | Снижение мощности реактора при отключении одного ГЦНА |
| 2. Сброс нагрузки ТГ до холостого хода (отключение выключателя генератора) | Снижение мощности реактора при отключении выключателя генератора |
| 3. Отключение турбины по пару (закрытие двух из четырёх стопорных клапанов ТГ) | Снижение мощности реактора при закрытии двух из четырёх стопорных клапанов ТГ |
| 4. Сброс нагрузки ТГ до собственных нужд (отключение выключателей блока главной схемы) | Снижение мощности реактора до собственных нужд |
| 5. Отключение одного ПЭН из двух работающих с задержкой времени 1,8 с | Снижение мощности реактора при отключении одного ПЭН, без включения резервного |
| 6. Нажатие кнопки УПЗ на БПУ | Снижение мощности реактора оператором с БПУ |
| Примечание.  Ускоренная предупредительная защита срабатывает при мощности реактора более или равной 75 % Nном, при мощности реактора менее 75 % Nном. разгрузка реактора осуществляется по цепям ПЗ-1. | |

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Проектные значения характеристик отдельных СВБ (или их элементов) для нормальной эксплуатации энергоблока

Таблица В.1

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование параметра | Нижний предел | Номиналь-ное значение | Верхний предел |
| 1. YA, YC, - первый контур |  |  |  |
| 1.1 Давление гидравлических испытаний (не реже одного раза в четыре года), МПа (кгс/см2) |  | 24,5 (250) | 25,0 (255) |
| 1.2 Давление испытаний на плотность (после каждого разуплотнения 1-го контура), МПа (кгс/см2) |  | 17,7 (180) | 17,7 (180) |
| 1.3 Время выдержки: |  |  |  |
| 1) при гидравлических испытаниях, минут;  2) при испытаниях на плотность, часов | 10  1 | -  в течение времени, необходимого для осмотра | 60  4 |
| 1.4 Скорость изменения температуры теплоносителя °С/ч: |  |  |  |
| 1) при разогреве  2) при расхолаживании |  | 20  30 | 60 |
| 1.5 Температура теплоносителя 1-го контура при гидравлических испытаниях, °С | в соот-ветствии с табл. 3.2.2.5.1 |  | 130 |
| 1.6 Скорость изменения давления 1-го контура, МПа/мин (кгс/см2 в минуту) |  | менее 0,98 (10) | 0,98 (10) |
| 1.7 При разогреве-расхолаживании 1-го контура запас до вскипания теплоносителя на выходе из ТВС, °С | 15 | более 15 |  |
| 1.8 Величина температурных перемещений трубопроводов ГЦТ в сравнении с контрольными значениями, полученными при ПНР, мм | Нном−3 | Нном | Нном+3 |

| *продолжение ПРИЛОЖЕНИя В* | | | |
| --- | --- | --- | --- |
| Продолжение таблицы В.1 |  |  |  |
| Наименование параметра | Нижний предел | Номинальное значение | Верхний предел |
| 2. РОМ |  |  |  |
| 2.1 Уровень ограничения мощности Nном % при частоте электропитания ГЦНА большей 49 Гц: |  |  |  |
| 1) при четырёх работающих ГЦНА и двух работающих ЭПН (при наличии дополнительных ограничений на допустимый уровень мощности на текущую кампанию, уставка выставляется на величину 102 % от разрешённого уровня мощности) |  |  | 102 |
| 2) при трёх работающих ГЦНА и двух работающих ЭПН |  |  | 42 |
| 3) при двух работающих ГЦНА в противоположных петлях и двух работающих ЭПН или при одном работающем ЭПН |  |  | 42 |
| 4) при отключении одного КЭН и невключении резервного КЭН по АВР с выдержкой 30 секунд |  |  | 52 |
| 5) при двух работающих ГЦНА в смежных петлях и хотя бы одном работающем ЭПН |  |  | 42 |
| 6) при закрытии двух из четырёх стопорных клапанов |  |  | 42 |
| 7) при отключении блока от энергосистемы (отключение блочного выключателя) |  |  | 42 |
| 8) при отключении генераторных выключателей |  |  | 42 |
| 9) при отключении всех ЭПН |  |  | 6±2  В соответсвии с ТР № 28.BU.1 0.YZ.AK.RT.ATEX1199 |
| 2.2 При снижении частоты на трёх из четырёх секций электропитания ГЦНА до 49 Гц уровень ограничения мощности снижается до 0,9 от номинального уровня ограничения мощности, определённого в зависимости от количества работающих ГЦНА и ЭПН при номинальной частоте электропитания.  Разгрузка реактора осуществляется до значения мощности на 3 % ниже уровня ограничения мощности |  |  | 0,9Nном |
| 3. YС - реактор |  |  |  |
| 3.1 Давление в межпрокладочной полости уплотнения главного разъёма, МПа (кгс/см2) | - | 0 | 2,0 (20) |
| 3.2 Рассогласование ОР СУЗ в рабочей группе, мм |  |  | 60 |
| 3.3 Максимальное время пребывание ТВС в а.з. реактора, год |  |  | 5 |
| 3.4 Срок службы ПС СУЗ не более, эфф.ч. в том числе в группе АР |  |  | 75000  23000 |
| 3.5.1 Максимальное время эксплуатации ТВС, (с учетом работы на мощностном эффекте реактивности) не более эфф.ч.  - при продолжительности эксплуатации 1 год;  - при продолжительности эксплуатации 3 года;  - при продолжительности эксплуатации 4 года |  |  | 8000  22500  30000 |
| 3.5.2 Максимальная продолжительность эксплуатации ТВС, топливных загрузок |  |  | 4 |
| 3.6 Срок службы СВРД реактора, лет |  | 4 |  |
| 3.7 Температура окружающей среды электрических соединителей СВРД при эксплуатации, °С |  |  | 115 |
| 3.8 Отклонение плоскости главного разъема реактора от горизонтали за срок службы реактора на базе 4000 мм (уклон 1:2500),не более мм | 0 | менее 2 | 2 |
| 3.9 Перепад давления на реакторе, МПа (кгс/см2) |  | 0,38(3,9) |  |
| 3.10 Температура наружной поверхности верхнего блока реактора, °С |  | 45 | 60 |
| 3.11 Минимальная температура стенки корпуса реактора при гидравлических испытаниях на прочность и на плотность, °С | в соответ. с табл. 3.2.2.5.2 |  |  |
| 4. ГЦНА |  |  |  |
| 4.1 Расход (расчёт по гидравлическим харак-теристикам при работе четырёх ГЦНА), м3/ч | 20000 | 22000 | 27000 |
| 4.2 Температура воды автономного контура на входе в насос, °С  во время работы:  при стоянке: | 15  15 |  | 34  45 |
| 4.3 Температура воды автономного контура на выходе из насоса, °С | 20 | 80 | 100 |
| 4.4 Давление в камере радиально-осевого подшипника насоса, МПа (кгс/см2) | 0,394(4,0) | 0,56 (5,71) | 0,88  (9,0) |
| 4.5 Температура в камере радиально-осевого подшипника насоса, °С | 20 | 65 | 70 |
| 4.6 Уровень масла в маслобаке, мм | 250 | 300 | 600 |
| 4.7 Температура масла на входе в двигатель, °С | 0 | 30 | 41 |
| 4.8 Давление масла в маслобачке двигателя, МПа (кгс/см2) | 0,02 (0,2) | 0,04 (0,41) | 0,1 (1,0) |
| 4.9 Перепад давления масла между маслобаком двигателя и входом в двигатель, МПа (кгс/см2) | 0,06 (0,61) | 0,08 (0,81) | 0,1 (1,0) |
| 4.10 Напор ГЦНА, соответствующий проектной точке характеристики ГЦНА при расходе 22000 м3/ч при температуре воды 300 °С, МПа (кгс/см2) | 0,563 (5,75) | 0,588 (6,00) | 0,613 (6,25) |
| 4.11 Перепад давления на ГЦНА, МПа (кгс/см2) | 0,57 (5,81) | 0,62 (6,32) | 0,67 (6,83) |
| 4.12 Перемещение ротора насоса в радиальном направлении в районе радиально-осевого подшипника, мм | 0,5±2,0 | | |
| 4.13 Перемещение ротора насоса в радиальном направлении в районе уплотнения, мм | 0,5±2,0 | | |
| 4.14 Расход воды на уплотнение от системы станции, м3/ч | 0,75 | 0,9 | 1,2 |
| 4.15 Давление воды за первой ступенью уплотнения, МПа (кгс/см2) | 0 (0) | 8,2 (83,6) | 17,6 (180) |
| 4.16 Перепад давления воды между входом и за первой ступенью уплотнения, МПа | 0,49 | 8,2 | 17,6 |
| 4.17 Виброскорость в зоне верхней крестовины двигателя, мм/с | 0 | 4,5 | 7,1 |
| 4.18 Виброскорость в зоне нижней крестовины двигателя, мм/с | 0 | 4,5 | 7,1 |
| 4.19 Виброскорость в зоне радиально-осевого подшипника насоса, мм/с | 0 | 7,1 | 11,2 |
| 4.20 Виброскорость в зоне нижнего радиального подшипника насоса, мм/с | 0 | 4,5 | 7,1 |
| 5. YP - система компенсации давления |  |  |  |
| 5.1 Условия срабатывания ИПУ КД, МПа  1 Давление начала открытия ИК  -контрольное ИПУ  -рабочие ИПУ  2 Давление закрытия:  -контрольное ИПУ  -рабочие ИПУ |  | 18,1  18,6  16,7  16,7 |  |
| 5.2 Давление в межпрокладочных полостях уплотнений люков, МПа (кгс/см2) | - | 0 | 0,1 (1) |
| 5.3 Давление в межпрокладочных полостях уплотнений разъёмов ТЭНов, МПа (кгс/см2) | - | 0 | 0,1 (1) |
| 6. YB - парогенератор |  |  |  |
| 6.1 Паропроизводительность (с учетом погрешности определения), т/ч |  | 1470 | 1570 |
| 6.2 Расход теплоносителя первого контура через парогенератор, м3/ч | 20000 | 21200 | 22200 |
| 6.3 Влажность пара, не более % масс. |  |  | 0,2 |
| 6.4 Давление в межпрокладочной полости коллектора ПГ при неплотности со стороны 1-го контура, МПа (кгс/см2) | - | 0 | 2,0 (20) |
| 6.5 Давление в межпрокладочной полости коллектора ПГ при неплотности со стороны 2-го контура, МПа (кгс/см2) | - | 0 | 6,28 (64) |
| 6.6 Давление в межпрокладочной полости уплотнения фланцевых соединений по 2-му контуру, МПа (кгс/см2) |  |  | 6,28 (64) |
| 6.7 Давление в межпрокладочной полости уплотнения люков, МПа (кгс/см2) | - | 0 | 6,28 (64) |
| 6.8 Гидравлическое сопротивление парогенератора по первому контуру (расчетное при расходе теплоносителя 21500 м3/ч), не более МПа (кгс/см2) | 0,12  (1,22) | 0,134  (1,37) | 0,146 (1,49) |
| 6.9 Гидравлическое сопротивление парогенератора по второму контуру (расчетное при номинальной паропроизводительности), не более МПа (кгс/см2) |  |  | 0,11 (1,12) |
| 6.10 Допустимое число дефектных трубок ПГ, выведенных из работы, % от общего количества |  |  | 2 |
| 7. YT - система аварийного охлаждения активной зоны реактора (пассивная часть) |  |  |  |
| 7.1 Давление в межпрокладочной полости уплотнения люка гидроёмкости, МПа (кгс/см2) | - | 0 | 0,1 (1) |
| 7.2 Уровень в ГЕ САОЗ, мм | 6400 | 6500 | 6600 |
| 7.3 Давление в ГЕ САОЗ, МПа (кгс/см2) | 5,59 (57) | 5,88 (60) | 5,98 (61) |
| 7.4 Температура воды в ГЕ САОЗ, °С | 60 | 70 |  |
| 7.5 Массовая концентрация борной кислоты, г/дм3 | 16 |  | 20 |
| 8. Система аварийной защиты реактора |  |  |  |
| 8.1 Время падения штанги, сцепленной с ПС СУЗ, с полной высоты рабочего хода по сигналу АЗ, с | 1,2 | 1,2÷4 | 4 |
| 8.2 Скорость перемещения штанги с ПС СУЗ в режиме регулирования, мм/с | 18,5 | 20 | 21,5 |
| 8.3 Эффективность рабочей группы сборок ОР СУЗ, %Кэфф | 0,5 | 0,7 |  |
| 8.4 Эффективность АЗ во всем диапазоне параметров РУ с учетом несрабатывания одного наиболее эффективного ОР СУЗ в любой момент кампании, %Кэфф  на МКУ мощности;  на уровне 50% Nном;  на уровне 100% Nном. | 3,3  5,1  5,5 |  |  |
| 9. TH - система хранения борированной воды |  |  |  |
| 9.1 Баки запаса борированной воды низкой концентрации TH10(20,30,40)B001,002 |  |  |  |
| 9.1.1 Объем борной воды в баке, м3 |  | 197,5 |  |
| 9.1.2 Температура в баке, °С: | 20 | 25 | 70 |
| 9.1.3 Концентрация НзВОз в баке, г/дм3 | 16 | 16 | 20 |
| 9.2. ГЕ САОЗ 2-ой ступени TH16,17,26,27,36,37,46,47B001 |  |  |  |
| 9.2.1 Объем борной воды в емкости, м3 |  | 34 |  |
| 9.2.2 Концентрация НзВОз в емкости, г/дм3 | 16 | 16 | 20 |
| 10 TJ - спринклерная система защитной оболочки |  |  |  |
| 10.1 Расход инжектируемой среды от водоструйных насосов TH10(20,30,40)D002, м3/ч |  | 10,0 |  |
| 10.2 Бак химического закрепления йода TH10(20,30,40)B004:  1) объем, м3  2) состав химреагентов:  концентрация борной кислоты, г/дм3  концентрация ионов калия, г/дм3  концентрация гидразин-гидрата, г/дм3 |  | 3,32  39,5-44,5  100 – 150  10 – 15 |  |
| 11. TH10(20,30,40) - система отвода остаточных тепловыделений низкого давления |  |  |  |
| 11.1 Расход воды от насоса TH10(20,30,40)D001, не менее, м3/ч:  1) при Р1к=1,0 МПа (10,2 кгс/см2)  2) при Р1к=0,1 МПа (1,02 кгс/см2) | 360  750 |  |  |
| 11.2 Температура воды при работе насосов, °С  от баков | 25 |  | 70 |
| 12. TH15(25,35,45) - система впрыска высокого давления |  |  |  |
| 12.1 Расход воды от насоса TH15(25,35,45)D001, не менее, м3/ч:  1) при Р1к=3,8 МПа (40 кгс/см2)  2) при Р1к=7,06 МПа (72 кгс/см2) | 200  40 |  |  |
| 12.2 Температура воды при работе насосов, °С  от баков | 25 |  | 70 |
| 13. TW - система дополнительного ввода бора |  |  |  |
| 13.1 Расход воды от насосов TW10(20,30,40)D001, м3/ч | 7,2 | 7,2 | 7,2 |
| 13.2 Температура воды при работе насосов, °С | 20 |  | 40 |
| 13.3 Концентрация НзВОз в баке, г/дм3 | 39,5 | 40 | 44 |
| 14. RS10,20,30,40 - система аварийной питательной воды |  |  |  |
| 14.1 Объем баков обессоленной воды (RS10,20,30,40B001), м3 | 350 | 350 | 350 |
| 14.2 Температура в баке (RS10,20,30,40B001), °С | 25 | 30 | 40 |
| 14.3 Расход воды в ПГ от АПЭН (RS12,22,32,42D001), не менее, м3/ч: | 129 | 150 | 150 |
| 15. RL - система основной питательной воды |  |  |  |
| 15.1 Деаэратор RF60B001:  1) производительность, т/ч  2) рабочее давление, МПа (кгс/см2), абс. |  | 6000  0,824 (8,4) |  |
| 15.2 Производительность питательных насосов RL12,22,32D001, м3/ч |  | 2990 |  |
| 15.3 Расход от ВПЭН в ПГ (RR12,22D001), м3/ч |  | 150 | 150 |
| 16. VE - система технического водоснабжения для охлаждения промконтуров TF и VJ |  |  |  |
| 16.1 Расход техводы на т/о TF (TF10,20,30,40B001), м3/ч | 3010 | 3010 | 3010 |
| 16.2 Расход техводы на т/о VJ (VJ10,20,30,40B001), м3/ч | 980 | 980 | 980 |
| 16.3 Температура охлаждающей воды, °С | 20 | 20÷28 | 28 |
| 17. X - герметичное ограждение |  |  |  |
| 17.1 Разрежение в герметичном ограждении, Па | 150-275 | | |
| 17.2 Параметры рабочей среды в помещениях герметичной оболочки:  температура, °С  влажность, % | 15 | 15÷33  90 | 60  90 |
| 17.3 Крен корпуса здания ГО и обстройки, мм на 1000 мм базы |  | ≤0,001 | ≤0,003 (при особых воздейст- виях) |
| 17.4 Разрежение в зазоре между оболочками, Па | 100 | 100÷400 | 400 |
| 17.5 Температура в зазоре между оболочками, °С | 15 | 15÷33 | 60 |
| 18. RA – система главного паропровода |  |  |  |
| 18.1 Параметры ПК ПГ RA10(20,30,40)S001,002:  давление открытия контрольного клапана, МПа (кгс/см2);  2) давление открытия рабочего клапана, МПа (кгс/см2);  3) давление закрытия рабочего и контрольного клапанов, МПа (кгс/см2) |  | 8,24 (84)  8,44 (86)  6,87 (70) |  |
| 18.2 Параметры БРУ-А RA10(20,30,40)S003:  1) время открытия (закрытия), с;  2) пропускная способность при полном открытии и давлении 7,154 МПа, т/ч |  | 900 | 15 |
| 18.3 Параметры БЗОК RA10(20,30,40)S004:  время закрытия, с |  |  | 10 |
| 19. SF - система байпаса турбины (БРУ-К) |  |  |  |
| 19.1 Быстродействующая редукционная установка сброса пара в конденсатор турбины  (SF11-16S001):  1) производительность, т/ч  2) время срабатывания, с  3) давление начала открытия, МПа (кгс/см2)  4) давление начала закрытия, МПа (кгс/см2) |  | 600  15  6,67 (68)  6,08 (62) |  |
| 20. TF - система промконтура потребителей реакторного отделения |  |  |  |
| 20.1 Температура после т/о промконтура (TF10,20,30,40B001), °С | 20 | 20÷33 | 33 |
| 20.2 Рабочий диапазон подач насоса TF10(20,21,30,31,40)D001, м3/ч | 900 |  | 1980 |
| 20.3 Активность воды промконтура после ТО САОЗ, Бк/м3:  - общая  - по изотопу Na-24 | 6×104  3×104 |  | 6×107  3×107 |
| 20.4 Активность воды промконтура в сливном трубопроведе из здания ZA, Бк/м3  - общая  - по изотопу Na-24 | 6×104  3×104 |  | 6×107  3×107 |
| 21. TH - подсистема охлаждения бассейна выдержки |  |  |  |
| 21.1 Расход воды на напоре насоса охлаждения (TH18,28,38,48D001), м3/ч |  | 600 |  |
| 21.2 Температура воды в бассейне, °С | 20 | 40÷50 | 70 |
| 21.3 Концентрация борного раствора в бассейне, г/дм3 | 16 | 16 | 20 |
| 21.4 Уровень в бассейне выдержки, м | 20,9 | 21,0 | 21,1 |
| 22. RZ - система продувки ПГ |  |  |  |
| 22.1 Давление в расширителе продувки ПГ, МПа (кгс/см2) |  | 1,1 (11,2) |  |
| 22.2 Уровень в расширителе продувки ПГ, мм | 100 | 500 | 620 |
| 23. TA - система продувки- подпитки |  |  |  |
| 23.1 Подпиточные насосы (TA31,32,33D001):  производительность, м3/ч | 7 | 30 | 54 |
| 23.2 Разность расходов подпитки и продувки в стационарном режиме, м3/ч |  | 0÷2 | 3,5 |
| 23.3 Разность температур теплоносителя в холодных нитках 1-го контура и подпиточной воды | - | менее 30 | 30 |
| 24. TD - система хранения и переработки теплоносителя |  |  |  |
| 24.1 Насос подачи "чистого" конденсата и рециркуляции баков системы TD (TD71,72,D001):  производительность номинальная / рабочий диапазон, м3/ч |  | 54/30÷67,5 |  |
| 24.2 Насос подачи "чистого" конденсата и рециркуляции баков системы TD (TD73D001):  производительность номинальная / рабочий диапазон, м3/ч |  | 50/30÷66 |  |
| 24.3 Баки “чистого” конденсата (TD14,15,16B001):  вместимость, м3 |  | 3×120 |  |
| 24.4 Баки боросодержащей воды (TD11,12,13B001):  вместимость, м3 |  | 3×120 |  |
| 25. TC60-90 - cистема очистки неохлажден-ного теплоносителя первого контура |  |  |  |
| 25.1. Перепад давления на фильтре, МПа (кгс/см2) | 0 | <0,4 (4) | 0,5 (5) |
| 25.2. Перепад давления на фильтре-ловушке,  МПа (кгс/см2) | 0 | <0,03 (0,3) | 0,1 (1) |
| 26. TS10 - система сжигания водорода |  |  |  |
| 26.1 Концентрация водорода после контактных аппаратов, % |  | 0÷0,3 | 0,3 |
| 27. TL,UV - системы вентиляции и кондиционирования |  |  |  |
| 27.1 Параметры окружающей среды в помещениях БПУ и РПУ:  1) температура, °С  2) влажность, % | 15  58,5 | 20  60 | 25  61,5 |
| 27.2 Температура окружающей среды в помещениях АКНП, СКУ, РОМ, АЗ, ПЗ, ОМ, °С | 15 | 25 | 30 |
| 27.3 Подача воздуха на верхний блок (привод ШЭМ):  1) расход, м3/ч  2) температура, °С | 40000  30 |  | 50 |
| 28. PL, PS, PT - оборудование, используемое для проведения транспортно-технологических операций с ТВС, ПС СУЗ и пучками СВП при перегрузках |  |  |  |
| 28.1 Скорость перемещения:  1) горизонтальная, м/мин  2) вертикальная, м/мин | 0,3  0,3 |  | 15,0  10,0 |
| 28.2 Скорость перемещения вблизи оборудования:  1) горизонтальная, м/мин  2) вертикальная, м/мин  3) вертикальная внутри упаковочного комплекта, м/мин | 0,3 |  | 3,5  2,0  0,6 |
| 28.3 Скорость перемещения перегрузочной машины:  1) горизонтальная, м/мин  2) вертикальная, м/мин  3) вертикальная в активной зоне, м/мин  4) вертикальная в пенале СОДС, ячейке стеллажа БВ, контейнере для отработавшего топлива, а также перемещение ПС СУЗ и пучков СВП в каналах ТВС, м/мин | 0,6  0,6 |  | 21  12,5  0,6  2,0 |
| 28.4 Усилие нажатия на ТВС, н (кгс) |  |  | 9800 (1000) |
| 28.5 Усилие подрыва, развиваемое штангой перегрузочной машины, Н (кгс) |  |  | 23000 (2350) |
| 28.6 Тянущее усилие при операциях с ПС СУЗ и пучками СВП, Н (кгс) |  |  | 1470 (150) |
| 28.7 Превышение или потеря веса ТВС в результате трения о соседние ТВС при установке-извлечении ТВС в активную зону реактора, н (кгс) |  |  | 735  (75) |
| 28.8 Превышение или потеря веса ПС СУЗ и пучка СВП при установке-извлечении в ТВС, н (кгс) |  |  | 127  (13) |
| 29. TМ - Система подачи сжатого воздуха для пневмоприводной арматуры |  |  |  |
| 29.1 Давление в воздухосборнике ТМ11B001, ТМ12B001, МПа (кгс/см2) | 4,5  (45) | 5  (50) | 5,5  (55) |
| 30. VJ - Система промконтура ответственных потребителей |  |  |  |
| 30.1 Рабочий диапазон подач насоса VJ11(21,31,41)D001, м3/ч | 400 | 530 | 530 |
| 31. TY-1 - система дренажей, воздушников и организованных протечек радиоактивных сред первого контура |  |  |  |
| 31.1 Уровень в дренажном баке ТY30В001, м | 0,5 |  | 2,4 |
| 31.2 Давление в дренажном баке ТY30В001 (изб), МПа |  | 0,005 сверх столба жидкости |  |
| 31.3 Рабочий диапазон подач насоса TY31(32)D001, м3/ч | 7,5 | 7,5 - 28 | 28 |
| 32. TH50-70 - Система подачи вод бассейна выдержки на очистку |  |  |  |
| 32.1 Рабочий диапазон подач насоса TH71(72)D001, м3/ч | 30 | 70 | 70 |
| 33. TХ10 - Система сбора протечек боросодержащих вод |  |  |  |
| 33.1 Рабочий диапазон подач насоса TХ10D001, м3/ч | 11 |  | 25 |
| 33.2 Уровень в баке сбора протечек боросодержащих вод ТХ10В001, м | 0,1 |  | 0,8 |

# ПРИЛОЖЕНИЕ C

График минимального давления над активной зоной, при котором допускается включение ГЦНА в работу

Рисунок C.1 - График минимального давления над активной зоной, при котором допускается включение ГЦНА в работу



ПРИЛОЖЕНИЕ D

Номинальное значение уровня в КД в зависимости от средней температуры теплоносителя первого контура

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Нкд, см | |  |  |  |  |  |  | |  |  |  |
| 850 |  |  |  |  |  |  |  | |  |  |  |
| 817 |  |  |  |  |  |  | |  |  |  |  |
| 800 |  |  |  |  |  |  | |  |  |  |  |
| 750 |  |  |  |  |  |  | |  |  |  |  |
| 700 |  |  |  | 2 |  |  | |  |  |  |  |
| 650 |  |  |  |  |  |  | |  |  |  |  |
| 600 |  |  |  |  |  |  | |  |  |  |  |
| 550  510  500 | 1 |  |  |  |  |  | |  |  |  |  |

0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 Nn, %

280 287 294 301 °С

1 - работа регулятора поддержания уровня YPR10DL002

2 - работа регулятора поддержания баланса массы теплоносителя YPR10DL001

Примечание.

Включение регулятора 2 в работу производится при мощности реактора (8÷10) % Nном.

Рисунок D.1

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Алгоритмы управления мощностью и распределением   
энерговыделения реактора

* + - 1. 1 Параметры энерговыделения

1.1 Параметры энерговыделения:

N – текущая мощность реактора (предоставляется СКУД).

Nном – номинальная мощность реактора (3000 МВт).

Nдоп – мощность реактора, максимально-допустимая при текущем состоянии оборудования (определенна в Технологическом регламенте).

Kqj – относительная мощность энерговыделения j-й ТВС, равная отношению ее мощности к средней мощности ТВС (предоставляется СКУД).

Kvij – коэффициент неравномерности распределения энерговыделения по объему активной зоны – относительное энерговыделение в ячейке (i,j) активной зоны (i – номер высотного слоя, j – номер ТВС), равное отношению мощности энерговыделения в данной ячейке к средней мощности (предоставляется СКУД).

Kvijдоп – максимально допустимое значение Kvij на мощности Nдоп (предоставляется СКУД для каждой ячейки активной зоны для каждой загрузки).

Qlij – максимальная линейная тепловая нагрузка на твэл в ячейке (i,j) активной зоны, Вт/см (предоставляется СКУД).

Qliдоп – максимально допустимое значение линейной тепловой нагрузки на твэл в i-ом высотном слое (предоставляется СКУД, см.рис.3).

АО – мгновенный аксиальный офсет, отвечающий текущему распределению ксенона (предоставляется СКУД)

,

где NB и NH – текущие значения мощности верхней и нижней половин активной зоны, соответственно (предоставляются СКУД); N=NB+NH – текущая полная мощность.

АО\* – равновесный аксиальный офсет, отвечающий равновесному (стационарному) распределению ксенона.

1.2 Ограничения на энерговыделение

Ограничение интегральной мощности энерговыделения активной зоны:

N≤Nдоп.

Ограничение локального энерговыделения на мощности N≤Nдоп:

Kvij ≤ ψ Kvijдоп,

где ψ=1/(0.83⋅N/Nдоп+0.17),

а значения Kvij приведены в п. 3.2.1.8 настоящего регламента.

Qlij ≤ Qliдоп

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ E*

Ограничения на офсет имеют рекомендательный характер и задаются в виде офсет-мощностной фазовой диаграммы, содержащей оптимальные фазовые траектории и рекомендуемую область положений текущей фазовой точки (см. рисунок Е.5).

2 Управляющие воздействия

2.1 Изменение концентрации борной кислоты в теплоносителе (концентрации бора) путем ввода дистиллята или концентрата борной кислоты с помощью системы борного регулирования (СБР).

2.2 Изменение положения отдельных ОР СУЗ (от одного до шести), выбранных на пульте индивидуального выбора (ПИВ), воздействием ключа индивидуального управления (КИУ).

2.3 Изменение положения управляющих групп 8, 9 и 10 (рис. Е.1) вручную – воздействием ключа группового управления (КГУ) и/или автоматически – за счет работы АРМ в режиме «Т» или «Н».

Обеспечивается передача движения между группами: при движении вниз – на высоте активной зоны 50%, при движении вверх – на высоте активной зоны 100%. Обеспечивается возможность задания любой управляющей группы в качестве рабочей группы АРМ. Ручное управление имеет более высокий приоритет (при поступлении двух сигналов на движение группы – от КГУ и АРМ, выполняется команда КГУ).

Группы 9 и 8 погружаются в активную зону при разгрузке реактора и при подавлении ксеноновых колебаний. В стационарном состоянии реактора группы 8 и 9 должны быть извлечены из активной зоны, группа 10 (рабочая) должна находиться в допустимом для текущей мощности диапазоне, на всех уровнях мощности рекомендуется диапазон 70-90 % (рис. Е.2).

Перемещение нижнего торца ОР СУЗ в направлении середины высоты активной зоны дает отрицательное приращение величины офсета. При взаимно компенсирующем реактивность движении двух групп, увеличение/уменьшение дистанции между ними (расстояния по вертикали между торцами ОР СУЗ) ведет к положительному/отрицательному приращению величины офсета.

При управлении движением групп требуется соблюдать их штатную последовательность: H8>H9>H10.

2.4 Падение группы ускоренной предупредительной защиты (УПЗ), извлечение группы УПЗ.

2.5 Падение всех групп по сигналу аварийной защиты.

2.6 Автоматическое погружение групп, в штатной последовательности с передачей движения на высоте активной зоны 50 %, по сигналу ПЗ-1.

3 Информационная поддержка оператора

Оператор использует специальные средства информационной поддержки на основе предоставляемых на мониторах АРМ СВБУ данных о текущем состоянии и предыстории работы реактора, а также на основе расчетной информации, позволяющей прогнозировать поведение реактора. В составе СКУД в режиме реального времени работает программа ИР (Имитатор реактора), обеспечивающая функции расчетного прогнозирования.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ E*

Ориентированные на управление энерговыделением активной зоны форматы представления информации на мониторах СКУД содержат:

- графики изменения мощности реактора, мгновенного и равновесного значений офсета, положения управляющих групп ОР СУЗ, средней входной температуры и подогрева теплоносителя в активной зоне;

- профиль высотного распределения мощности энерговыделения (средний по активной зоне и по отдельным ТВС), с уставкой регламентного ограничения;

- картограммы распределения мощности энерговыделения – Kqj и Kvij (по высотным слоям активной зоны);

- офсет-мощностную и офсет-офсетную фазовые диаграммы;

- текстовые сообщения (подсказки, рекомендации, предупреждения).

*Офсет-офсетная фазовая диаграмма* (рис.4) строится в осях мгновенного (АО) и равновесного (АО\*) офсета. Мгновенный офсет определяется в СКУД, он отвечает текущему распределению концентрации ксенона в активной зоне при текущих параметрах состояния реактора. Равновесный офсет отвечает равновесному распределению ксенона, он автоматически рассчитывается в программе ИР. Стационарным состояниям реактора отвечают точки на диагонали диаграммы (АО=АО\*).

*Офсет-мощностная фазовая диаграмма* (рис.Е.5)строится в осях мощности (N) и мгновенного офсета (АО). Содержит оптимальные фазовые траектории и рекомендуемую область. При перемещении фазовой точки по оптимальной траектории обеспечивается минимум изменений (скачков) локальной линейной тепловой нагрузки на твэлы. Поддержание фазовой точки в рекомендуемой области ограничивает значения скачков линейной тепловой нагрузки в допустимых пределах.

При необходимости оператор заказывает расчетный прогноз поведения реактора с помощью программы ИР.

4 Ксеноновые колебания

Ксеноновые колебания распределения энерговыделения в активной зоне связаны с периодическим процессом перераспределения по объему активной зоны концентраций йода, ксенона и плотности потока нейтронов. Практическое значение для эксплуатации реактора могут иметь высотные ксеноновые колебания (колебания офсета) и диаметральные ксеноновые колебания.

4.1 Ксеноновые колебания офсета

Изменение офсета при постоянной мощности реактора и отсутствии управляющих воздействий (дрейф офсета) свидетельствует о наличии ксеноновых колебаний высотного распределения энерговыделения. Увеличение/уменьшение офсета – «восходящая»/«нисходящая» фаза колебаний. Колебания офсета (АО) имеют синусоидальный характер, относительно точки равновесия – равновесного офсета (АО\*), с периодом T~28 часов. В начале кампании колебания затухают, в конце кампании расходятся. Если известны текущие значения отклонения А=АО-АО\* и скорость дрейфа офсета А′, то амплитуда колебаний Аmax, для ближайшего экстремума (без учета затухания), оценивается по формуле:



*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ E*

Основные причины возникновения ксеноновых колебаний офсета:

*Начальное возмущение офсета*. Положительное/отрицательное приращение офсета возбуждает восходящую/нисходящую фазу колебаний.

*Перемещение групп ОР СУЗ.* Изменение положения групп ОР СУЗ вносит начальное возмущение офсета, которое служит причиной развития ксеноновых колебаний. Если перемещением группы внесено возмущение офсета в фазе с уже существующими колебаниями, то это увеличивает их интенсивность.

*Уменьшение мощности.* Уменьшение мощности при неизменном положении ОР СУЗ вызывает начальное увеличение офсета и восходящую фазу колебаний, если увеличение офсета скомпенсировано погружением группы ОР СУЗ, то начальная фаза ксеноновых колебаний определяется исходной формой высотного распределения йода. Непосредственно после снижения мощности доминирует процесс распада йода и увеличения концентрации ксенона. Для исходного стационарного состояния с отрицательным/положительным значением офсета снижение мощности возбуждает восходящую/нисходящую фазу ксеноновых колебаний. При исходном наличии ксеноновых колебаний снижение мощности ведет к увеличению их интенсивности (максимально – в точках перегиба временного графика офсета (АО=АО\*), минимально – в точках экстремума).

*Увеличение мощности.* Увеличение мощности при неизменном положении ОР СУЗ вызывает начальное уменьшение офсета и нисходящую фазу колебаний. Непосредственно после увеличения мощности доминирует процесс выгорание ксенона. Фаза ксеноновых колебаний определяется изменением офсета: отрицательное/положительное приращение офсета возбуждает нисходящую/восходящую фазу ксеноновых колебаний.

4.2 Диаметральные ксеноновые колебания

Несимметричное увеличение Kqj в отдельной группе ТВС и соответствующее снижение Kqj в диаметрально противоположной части активной зоны, при постоянной мощности реактора и отсутствии управляющих воздействий, свидетельствует о наличии диаметральных ксеноновых колебаний.

Основные причины возникновения диаметральных ксеноновых колебаний:

Несимметричное перемещение ОР СУЗ, в частности, падение одного ОР СУЗ или извлечение ранее упавшего ОР СУЗ.

Включение ГЦНА ранее не работавшей петли.

5 Алгоритмы управления в условиях нормальной эксплуатации

5.1 Работа на постоянной мощности

5.1.1 Поддержание постоянного уровня мощности

Выгорание топлива автоматически, с помощью АРМ, компенсируется извлечением рабочей группы. Оператор, поддерживая постоянное значение офсета, периодически возвращает группу в исходное положение, уменьшая для этого концентрацию бора.

5.1.2 Устранение превышения предельно допустимых значений Kvij и Qlij

Текущие и допустимые значения Kvij и Qlij в каждом высотном слое контролируются оператором с помощью специального формата СКУД. При увеличении

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ E*

Kvij и/или Qlij до значений больше предельно допустимых значений (см. п.1) оператор выполняет следующие действия.

5.1.2.1 Если предельные Kvij и/или Qlij достигаются в нижней половине активной зоны, то оператор путем увеличения концентрации бора снижает мощность реактора до достижения допустимых значений; если при этом произошло необходимое снижение Kvij и/или Qlij, то восстанавливает прежний уровень мощности, последовательно извлекая рабочую группу (не выше верхнего предельно допустимого положения) и уменьшая концентрацию бора.

5.1.2.2 Если предельные Kvij и/или Qlij достигаются в верхней половине активной зоны, то оператор путем погружения рабочей группы снижает мощность реактора до достижения допустимых значений; если при этом произошло необходимое снижение Kvij и/или Qlij, то восстанавливает прежний уровень мощности, уменьшая концентрацию бора.

5.1.2.3 Если в результате действий по устранению превышения предельно допустимых значений Kvij были возбуждены ксеноновые колебания офсета, то оператор выполняет подавление колебаний в соответствии с .п. 5.1.4.

5.1.3 Подавление ксеноновых колебаний офсета

5.1.3.1 Оператор с помощью временного графика офсета и фазовых диаграмм, представленных на мониторах СКУД, оценивает степень нестабильности реактора (определяет текущую амплитуду и фазу колебаний офсета), прогнозирует возможность выхода фазовой точки за пределы рекомендуемой области офсет-мощностной диаграммы или возможность превышения предельно допустимых значений параметров энерговыделения, при необходимости начинает процедуру подавления ксеноновых колебаний.

5.1.3.2 Общее правило предупреждения колебаний: при изменении состояния реактора должно обеспечиваться минимальное отклонение офсета от значения, соответствующего конечному стационарному состоянию.

5.1.3.3 Общее правило подавления колебаний: управляющее воздействие должно изменять офсет в направлении противоположном его дрейфу, между управляющими воздействиями делаются выдержки времени для определения направления и скорости дрейфа офсета.

5.1.3.4 Для подавления восходящей фазы колебаний оператор уменьшает концентрацию бора, при этом АРМ погружает группу 10. Если погружением 10 группы до 70% колебания не подавлены, то оператор воздействием КГУ погружает группу 9 до положения не ниже 80%, при необходимости также погружает группу 8 до положения не ниже 90%. При достижении группами предельных нижних положений оператор прекращает подавление колебаний, далее он контролирует возможное превышение допустимых значений Kqmax и Kvij до момента изменения фазы колебаний на нисходящую.

5.1.3.5 Для подавления нисходящей фазы колебаний оператор за счет увеличения концентрации бора извлекает группы 8 и 9 до ВКВ, а группу 10 не выше верхнего предельного положения (воздействием КГУ или с помощью последовательного задания групп 8, 9 и 10 в качестве рабочей группы АРМ).

5.1.3.6 После разгрузки реактора группами (см.п.5.2.1.2), когда одна из управляющих групп находится в нижней половине активной зоны, другая в верхней, для

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ E*

подавления восходящей/нисходящей фазы колебаний рекомендуется переключить АРМ на управление нижней группой и воздействием КГУ погружать/извлекать верхнюю группу, при постоянной концентрации бора в теплоносителе. Уменьшение/увеличение дистанции групп обеспечит необходимое уменьшение/увеличение офсета.

5.1.3.7 С целью минимизации водообмена, для компенсации извлечения групп при подавлении нисходящей фазы колебаний допускается погружение в активную зону центрального ОР СУЗ (ниже 50%). После изменения фазы колебаний центральный ОР СУЗ извлекают, компенсируя погружение групп.

5.1.3.8 Изменение фазы колебаний для ускорения подавления колебаний при дрейфе фазовой точки на офсет-офсетной диаграмме в направлении – «от диагонали». Оператор перемещает группы за счет изменения концентрации бора, воздействуя на офсет до изменения направления дрейфа – «к диагонали».

5.1.3.9 Алгоритм поддержания постоянного офсета обеспечивает стабилизацию состояния реактора при заданном положении рабочей группы. За счет изменения концентрации бора оператор перемещает управляющие группы, обеспечивая поддержание постоянного офсета (соответствующего заданному положению рабочей группы) до полного погашения колебаний.

5.1.3.10 Алгоритм поддержания равновесногоофсета обеспечивает наиболее быстрое гашение колебаний. Подавление колебаний начинается в момент достижения фазовой точкой диагонали офсет-офсетной диаграммы (АО=АО\*). Оператор, изменяя концентрацию бора, перемещает управляющие группы, обеспечивая поддержание рабочей точки на диагонали офсет-офсетной диаграммы до полного погашения колебаний (конечное положение групп заранее не определено).

5.1.3.11 При достижении предельных значений Kvij и/или Qlij оператор выполняет действия соответственно по п. 5.1.2.

5.1.4 Подавление диаметральных ксеноновых колебаний

Если оператор прогнозирует возможность превышения предельно допустимого значения мощности j-й ТВС в ходе диаметральных ксеноновых колебаний, то перемещением одного ОР СУЗ, ближайшего к j-й ТВС предотвращает превышение

предельно допустимого значения мощности ТВС и обеспечивает подавление колебаний. Перемещение ОР СУЗ компенсируется движением рабочей группы или изменением концентрации бора.

5.2 Изменение мощности

Заранее, с помощью программы ИР, делают прогноз конечного состояния реактора, в том числе выбирают конечное положение рабочей группы и определяют конечное стационарное значение офсета. Конечную точку фазовой траектории на офсет-мощностной диаграмме рекомендуется выбирать вблизи оптимальной фазовой траектории, проходящей через начальную точку.

5.2.1 Уменьшение мощности с выходом в стационарное состояние

5.2.1.1 Уменьшение мощности бором

Уменьшение мощности*.* Оператор снижает мощность реактора за счет увеличения концентрации бора; СКУ ТГ, поддерживая давление в ГПК, автоматически уменьшает

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ E*

электрическую мощность. При необходимости оператор, погружая рабочую группу, уменьшает офсет до заданного конечного значения.

Работа на пониженном уровне мощности*.* Оператор, изменяя концентрацию бора, перемещает рабочую группу, стабилизируя офсет на заданном конечном значении (изменение концентрации бора компенсирует переход на соответствующее новому уровню мощности стационарное отравление, группа переводится в конечное положение).

5.2.1.2 Уменьшение мощности группами

Уменьшение мощности

Способ-1. Оператор, опуская группы в штатной последовательности, снижает мощность реактора; СКУ ТГ, поддерживая давление в ГПК, автоматически уменьшает электрическую мощность.

Способ-2*.* СКУ ТГ снижает электрическую мощность ТГ с заданной скоростью; АРМ, поддерживая давление в ГПК, разгружает реактор вводом управляющих групп, в штатной последовательности – 10, 9, 8.

Работа на пониженном уровне мощности*.* На этапе отравления АРМ извлекает группы в штатной последовательности – 8, 9, 10; оператор, корректируя движение групп (путем изменения их дистанции или изменения концентрации бора) ограничивает развитие ксеноновых колебаний офсета. На этапе разотравления оператор стабилизирует офсет на заданном значении используя алгоритмы подавления ксеноновых колебаний (п. 5.1.4).

5.2.1.3 Способы снижения мощности бором и группами могут использоваться совместно.

5.2.1.4 Если при работе на пониженном уровне мощности хотя бы одна из управляющих групп находится в нижней половине активной зоны, то запрещается вводить дистиллят для компенсации погружения групп с целью управления офсетом (рекомендуется использовать изменение дистанции групп).

5.2.1.5 Допустимые скорости изменения мощности реактора не должны превышать значения, приведенные в таблице 3.2.2.

5.2.2 Увеличение мощности с выходом в стационарное состояние

5.2.2.1 Увеличение мощности выполняется за счет извлечения групп ОР СУЗ (группы 8 и 9 извлекаются до верхнего концевика активной зоны, рабочая группа – до

верхнего предельно допустимого положения) и уменьшения концентрации бора в теплоносителе. При использовании обоих управляющих воздействий, оператор в первую очередь производит извлечение групп, затем уменьшение концентрации бора (запрещен одновременный ввод положительной реактивности двумя различными системами).

5.2.2.2 После начального увеличения мощности за счет извлечения групп и уменьшения концентрации бора дальнейшее повышение мощности может выполняться за счет разотравления реактора (выгорание ксенона). Этот прием рекомендуется использовать на заключительном этапе увеличения мощности.

5.2.2.3 Если исходная мощность была ниже 75%, то «промежуточный» интервал мощности 75-85% проходится за время не менее 3 часов. При этом оператор выбирает способ компенсации разотравления в зависимости от цели оптимизации управления.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ E*

5.2.2.4 После выхода на заданный уровень мощности оператор стабилизирует офсет при заданном конечном значении, используя алгоритмы подавления ксеноновых колебаний (п. 5.1.4).

5.2.2.5 Допустимые скорости изменения мощности реактора не должны превышать значения, приведенные в таблице 3.2.1.6.1.

5.2.3 Кратковременное снижение мощности

5.2.3.1 Уменьшение мощности выполняется по п.5.2.1.

5.2.3.2 Увеличение мощности выполняется по п. 5.2.2.

5.2.3.3 Для предупреждения возникновения ксеноновых колебаний рекомендуется: после снижения мощности, за счет отравления ксеноном полностью извлечь управляющие группы 8 и 9, а группу 10 перевести в положение, обеспечивающее близкое к исходному значение офсета; в дальнейшем, компенсацию ксеноновых процессов и увеличение мощности выполнять за счет изменения концентрации бора, перемещением группы 10 поддерживать исходное значение офсета.

5.2.3.4 При снижении мощности на время меньше 12 часов допускается поддерживать группы вблизи положения, достигнутого при разгрузке, что обеспечивает возможность подъема мощности за счет извлечения групп. Компенсация ксеноновых процессов выполняется за счет изменения концентрации бора, управление офсетом – за счет изменения дистанции групп в соответствии с п.2.3.

5.2.3.5 При кратковременной (не более 5 часов) разгрузке реактора от номинальной мощности Nном до мощности N в диапазоне 75-90% может использоваться алгоритм «пространственной локализации ксеноновых процессов», обеспечивающий минимальный водообмен. Оператор снижает мощность реактора путем погружения двух групп 10 и 9 в верхнюю половину активной зоны таким образом, что мощность нижней половины сохраняется. Для этого офсет должен быть уменьшен от исходного значения АО до значения ~ АОниж, где АОниж=100+(AO-100)Nном/N.

На пониженной мощности отравление компенсируется извлечением групп, изменением дистанции групп поддерживается значение офсета ~АОниж. При необходимости изменяют концентрацию бора.

Подъем мощности выполняется за счет извлечения групп: группа 9 извлекается полностью, группа 10 – до положения не выше предельно допустимого. Если извлечение групп не обеспечило подъем мощности до 100%, дальнейшее увеличение мощности выполняется за счет разотравления реактора или ввода дистиллята. При работе на 100% мощности поддерживают постоянное конечное значение офсета.

6 Алгоритмы управления в случае нарушений условий нормальной эксплуатации

6.1 Уменьшение мощности в ручном режиме

Если при нарушении условий нормальной эксплуатации оператор должен снизить мощность реактора, то он выполняет действия, описанные в п.5.2.1.

6.2 Срабатывание предупредительной защиты

По сигналу ПЗ-1 реактор автоматически разгружается за счет ввода групп ОР СУЗ в штатной последовательности. После отмены режима ПЗ-1 используются описанные в п. 5.2 алгоритмы управления реактором после снижения мощности.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ E*

6.3 Режим УПЗ

По сигналу УПЗ происходит автоматическое падение заранее выбранной группы одновременно с погружением групп в режиме ПЗ-1, в результате мощность снижается до заданного значения. После разгрузки блока оператор извлекает группу УПЗ из активной зоны за счет отравления ксеноном, увеличения концентрации бора, ввода рабочей или 9-ой группы. Далее используются описанные в п.5.2.1 алгоритмы управления реактором после снижения мощности.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Е*

|  |
| --- |
| 1 158 15 1 16 163 |
| 2 149 150 151 152 153 154 155 156 157  **8** |
| 3 139 140 141 142 143 144 145 146 147 148  **9** **9** |
| 4 128 129 130 131 132 133 134 135 136 137 138  **10** |
| 5 116 117 118 119 120 121 122 123 124 125 126 127  **8 8** |
| 6 103 104 105 106 107 108 109 110 111 112 113 114 115  **10 8 10** |
| 7 89 90 91 92 93 94 95 96 97 98 99 100 101 102 |
| 8 76 77 78 79 80 81 82 83 84 85 86 87 88  **9** **9 8 9** |
| 9 62 63 64 65 66 67 68 69 70 71 72 73 74 75 |
| 10 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 61  **10 8 10** |
| 11 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48  **8 8** |
| 12 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36  **10** |
| 13 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25  **9 9** |
| 14 7 8 9 10 11 12 13 14 15  **8** |
| 15 1 2 3 4 5 6 |

. . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . .

. . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . .

16 . 18 . 20 . 22 . 24 . 26 . 28 . 30 . 32 . 34 . 36 . 38 . 40 . 42

17 19 21 23 25 27 29 31 33 35 37 39 41

№ ТВС

№ СУЗ

№ ТВС – номер ТВС

№ СУЗ – номер управляющей группы ОР СУЗ

Рисунок Е.1- Положение управляющих групп ОР СУЗ

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Е*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Н10, %  100  90  80  70  60  50  40  30  20  10  0 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100  N, % |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

- область рекомендуемых положений

- область допустимых положений

Рисунок Е.2 - Допустимые и рекомендуемые положения рабочей группы ОР СУЗ в стационарных состояниях реактора

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Е*



Рисунок Е.3- Зависимость предельных значений линейной тепловой нагрузки (Ql)   
от высоты слоя в активной зоне (H)

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Е*



Рисунок Е.4 - Офсет-офсетная диаграмма

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Е*



Рисунок Е.5.- Офсет-мощностная диаграмма

ПРИЛОЖЕНИЕ F

Нормы химического состава воды 1-го и 2-го контуров в различных режимах работы

1 Нормы водно-химического режима первого контура

1.1 В первом контуре при работе энергоблока на мощности должен применяться слабощелочной восстановительный аммиачно-калиевый водно-химический режим с борной кислотой.

1.1.1 Водно-химический режим первого контура должен обеспечивать:

1) подавление образования окислительных продуктов радиолиза теплоносителя при работе энергоблока на мощности;

2) коррозионную стойкость конструкционных материалов оборудования и трубопроводов в течение проектного срока службы АЭС;

3) минимальное количество отложений на поверхностях ТВС в активной зоне и теплообменной поверхности парогенераторов;

4) минимизацию накопления активированных продуктов коррозии.

1.1.2 Подавление образования окислительных продуктов радиолиза теплоносителя обеспечивается поддержанием концентрации водорода в диапазоне допустимых значений посредством непрерывного или периодического дозирования аммиака или гидразин-гидрата, радиолитически разлагающихся с образованием водорода и азота.

1.1.3 Снижение интенсивности процессов роста отложений на теплопередающих поверхностях и накопления активированных продуктов коррозии на поверхности оборудования первого контура при работе на мощности обеспечивается поддержанием суммарной молярной концентрации ионов щелочных металлов (калия, лития и натрия) в соответствии с оптимальной координируемой зависимостью их от текущей концентрации борной кислоты.

1.1.4 Нормы качества теплоносителя включают диапазоны нормируемых значений, а также допустимые отклонения нормируемых показателей и уровни значений для диагностических показателей.

1.1.5 Нормируемые показатели - это показатели качества теплоносителя, поддержание которых в диапазоне допустимых значений обеспечивает целостность тепловыделяющих сборок в активной зоне реактора, проектный ресурс безопасной эксплуатации оборудования первого контура и удовлетворительную радиационную обстановку на энергоблоке.

1.1.6 Отклонения нормируемых показателей качества теплоносителя подразделяются на уровни. Для каждого уровня установлены как максимальные отклонения показателей качества теплоносителя, так и максимально-допустимое время работы энергоблока при отклонении нормируемых показателей качества теплоносителя. При отклонении нормируемых показателей должны проводиться работы по поиску и устранению причин отклонения.

1.1.7 Отсчет времени работы энергоблока на уровнях действий, приведенных в настоящем документе, начинается с момента фиксации отклонения показателей качества теплоносителя.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

1.1.8 К диагностическим показателям относятся показатели качества теплоносителя, обеспечивающие получение дополнительной информации о причинах изменений нормируемых показателей или ухудшение водно-химического режима. К диагностическим показателям, за исключением концентрации борной кислоты, также относятся показатели качества подпиточной воды, воды бассейна выдержки и шахты ревизии, растворов борной кислоты систем безопасности РУ, а также показатели качества обессоленной воды и дистиллята. Отклонения диагностических показателей от контрольных уровней указывают на нарушения в работе технологических систем обеспечения водно-химического режима, которые при длительном воздействии могут привести к повреждениям тепловыделяющих сборок в активной зоне реактора.

1.1.9 При отклонениях нормируемых и диагностических показателей качества теплоносителя выполняется поиск и устранение причин отклонений.

1.1.10 Нарушением водно-химического режима является:

достижение одним или несколькими нормируемыми показателями качества теплоносителя предельных значений, соответствующих третьему уровню отклонений при работе энергоблока мощности ≥30% Nном и второму уровню отклонений при нахождении энергоблока в «горячем» состоянии, в состоянии «реактор на МКУ мощности» или работе на мощности <30% Nном;

невыполнение требования по переводу энергоблока в «холодное» состояние или состояние «реактор на МКУ мощности» при достижении нормируемыми показателями значений, при которых это требуется;

отклонения диагностических показателей качества теплоносителя от уровней значений, не устраненные в течение 7 суток начиная с момента их обнаружения;

отклонения диагностических показателей качества подпиточной воды (за исключением концентрации растворенного кислорода и хлорид-иона), воды вспомогательных систем и борированных растворов систем безопасности РУ, не устраненные в течение 7 суток начиная с момента их обнаружения;

отклонения концентрации растворенного кислорода или хлорид-иона в подпиточной воде, не устраненные в течение суток начиная с момента их обнаружения.

1.1.11 Невозможность в течение времени, указанного в п. 1.1.10 устранить отклонения диагностических показателей фиксируется как нарушение ВХР с обязательным проведением расследования причин нарушения и оформления акта расследования причин нарушения.

1.1.12 Данные химического контроля первого контура должны храниться на атомной электростанции в течение 10 лет. Данные химического контроля, полученные в периоды нарушений водно-химического режима первого контура должны храниться на атомной электростанции до вывода энергоблока из эксплуатации.

1.1.13 Значения химических показателей качества соответствуют результатам измерений или пересчета для стандартных условий анализируемых водных проб:  
температура - 25 °С, давление - 0,1 МПа (1,02 кгс/см2).

* + - 1. 1.2 Нормы качества теплоносителя и уровни отклонений от нормируемых значений при работе энергоблока на мощности >50% Nном приведены в таблице F.1.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

1.2.1 Массовая концентрация борной кислоты должна поддерживаться в зависимости от запаса реактивности активной зоны реактора.

1.2.2 Суммарная молярная концентрация щелочных металлов (калия, лития и натрия) должна поддерживаться в зависимости от текущей концентрации борной кислоты в пределах зоны А, указанной на рисунке F.1.

1.2.3 Концентрация аммиака в теплоносителе должна поддерживаться на уровне, обеспечивающем концентрацию водорода в пределах от 2,2 до 4,5 мг/дм3.

1.2.4 Фильтры систем очистки неохлажденного теплоносителя (ТС60-90) и очистки продувочной воды первого контура (ТС) должны работать непрерывно при обеспечении через них требуемого расхода.

1.2.5 При эксплуатации энергоблока на мощности показатели качества воды БВ должны соответствовать значениям, приведенным в таблице F.4.

Таблица F.1 - Нормы качества теплоносителя при работе энергоблока на мощности >50% Nном

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *Н о р м и р у е м ы е п о к а з а т е л и* | | | | | |
| Наименование | Нормируемое | Уровень отклонения от нормируемого значения | | | |
| показателей | значение | 1-й уровень (7 суток) | | 2-й уровень (24ч→МКУ) | 3-й уровень (х.с.) |
| Массовая концентрация хлорид-иона, мг/дм3 | не более 0,1 | - | | свыше 0,1 до 0,2 | свыше 0,2 |
| Массовая концентрация растворенного кислорода, мг/дм3 | не более 0,005 | свыше 0,005 до 0,02 | | свыше 0,02 до 0,1 | свыше 0,1 |
| Массовая концентрация растворенного водорода, мг/дм3 | 2.2÷4.5 | свыше 4,5 до 7,2 или менее 2,2 до 1,3 | | свыше 7,2 до 9,0 или менее 1,3 до 0,5 | свыше 9,0 или менее 0,5 |
| Суммарная молярная концентрация щелочных металлов (К+Li+Na) (в зависимости от текущей концентрации борной кислоты) на рисунке F.1 | Зона А | Зоны Б и В | | Зоны Г и Д | Зона Е |
| *Д и а г н о с т и ч е с к и е п о к а з а те л и* | | | | | |
| Наименование показателей | | | Уровень значения | | |
| Величина рН | | | 5,8÷10,3 | | |
| Массовая концентрация аммиака, мг/дм3, не менее | | | 5,0 | | |
| Удельная электропроводимость, мкСм/см | | | 20-150 | | |
| Массовая концентрация железа, мг/дм3, не более | | | 0,05 | | |

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

Продолжение таблицы F.1

|  |  |
| --- | --- |
| Массовая концентрация фторид-иона, мг/дм3, не более | 0,1 |
| Массовая концентрация сульфат-ионов, мг/дм3, не более | 0,1 |
| Массовая концентрация общего органического углерода, мг/дм3, не более | 0,5 |

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

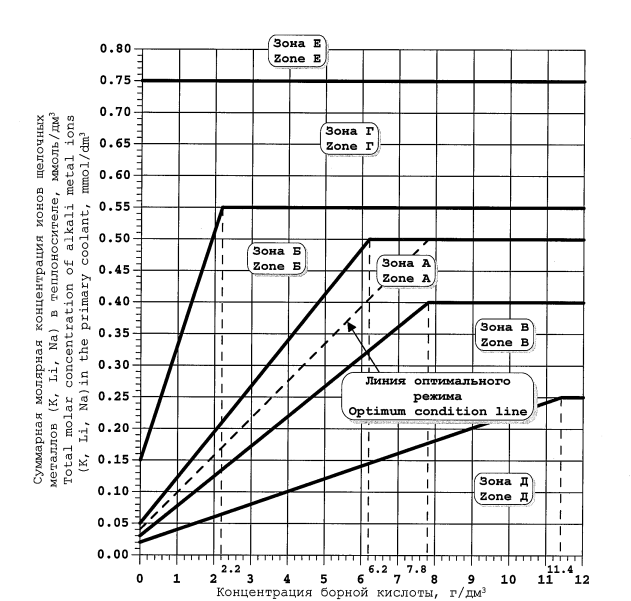


Рисунок F.1 - Зависимость суммарной молярной концентрации щелочных металлов (K+Li+Na) в теплоносителе первого контура от текущей концентрации борной кислоты:

Зона А область нормируемых значений.

Зоны Б и В первый уровень отклонений.

Зоны Г и Д второй уровень отклонений.

Зоны Е третий уровень отклонений.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

* + - 1. 1.3 Нормы качества теплоносителя и уровни отклонений от нормируемых значений при работе энергоблока на мощности от 30 до 50% Nном приведены в таблице F.2.

1.3.1 Массовая концентрация борной кислоты должна поддерживаться в зависимости от запаса реактивности активной зоны реактора.

1.3.2 Суммарная молярная концентрация щелочных металлов (калия, лития и натрия) должна поддерживаться в зависимости от текущей концентрации борной кислоты в пределах зоны А, указанной на рисунке F.1.

1.3.3 Концентрация аммиака в теплоносителе должна поддерживаться на уровне, обеспечивающем концентрацию водорода в пределах от 1,3 до 4,5 мг/дм3.

1.3.4 Фильтры систем очистки неохлажденного теплоносителя (ТС60-90) и очистки продувочной воды первого контура (ТС) должны работать непрерывно при обеспечении через них требуемого расхода.

1.3.5 При эксплуатации энергоблока на мощности от 30 до 50% Nном показатели качества воды БВ должны соответствовать значениям, приведенным в таблице F.4.

Таблица F.2 - Нормы качества теплоносителя при работе энергоблока на мощности от 30 до 50% Nном

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *Н о р м и р у е м ы е п о к а з а т е л и* | | | | | |
| Наименование | Нормируемое | Уровень отклонения от нормируемого значения | | | |
| показателей | значение | 1-й уровень (7 суток) | 2-й уровень (24ч→МКУ) | | 3-й уровень (х.с.) |
| Массовая концентрация хлорид-иона, мг/дм3 | не более 0,1 | - | свыше 0,1 до 0,2 | | свыше 0,2 |
| Массовая концентрация растворенного кислорода, мг/дм3 | не более 0,005 | свыше 0,005 до 0,02 | свыше 0,02 до 0,1 | | свыше 0,1 |
| Массовая концентрация растворенного водорода, мг/дм3 | 1,3÷4,5 | свыше 4,5 до 7,2 | свыше 7,2 до 9,0 или менее 1,3 до 0,5 | | свыше 9,0 или менее 0,5 |
| Суммарная молярная концентрация щелочных металлов (К+Li+Na) (в зависимости от текущей концентрации борной кислоты) на рисунке F.1 | Зона А | Зоны Б и В | Зоны Г и Д | | Зона Е |
| *Д и а г н о с т и ч е с к и е п о к а з а те л и* | | | | | |
| Наименование показателей | | | | Уровень значения | |
| Величина рН | | | | 5,8÷10,3 | |
| Массовая концентрация аммиака, мг/дм3, не менее | | | | 15,0 | |

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

Продолжение таблицы F.2

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование показателей | Уровень значения |
| Удельная электропроводимость, мкСм/см | 20-200 |
| Массовая концентрация железа, мг/дм3, не более | 0,05 |
| Массовая концентрация фторид-иона, мг/дм3, не более | 0,1 |
| Массовая концентрация сульфат-ионов, мг/дм3, не более | 0,1 |
| Массовая концентрация общего органического углерода, мг/дм3, не более | 0,5 |

* + - 1. 1.4 Нормы качества теплоносителя при работе энергоблока в «горячем» состоянии, в состоянии «реактор на МКУ мощности» и на мощности <30% Nном приведены в таблице F.3.

1.4.1 При повышении концентрации растворенного кислорода более 0,02 мг/дм3 должно проводится дозирование в подпиточную воду гидразин-гидрата из системы ТВ в количестве, обеспечивающем не менее чем двукратный его избыток по отношению к фактическому содержанию кислорода в теплоносителе

1.4.2 В «горячем» состоянии при пуске энергоблока нижняя граница величины рН должна быть не менее 4,2.

1.4.3 При пуске энергоблока после ППР концентрация аммиака в теплоносителе должна поддерживаться в диапазоне 20-30 мг/дм3.

1.4.4 Фильтры систем очистки неохлажденного теплоносителя (ТС60-90) и очистки продувочной воды первого контура (ТС) должны работать непрерывно при обеспечении через них требуемого расхода.

1.4.5 При эксплуатации энергоблока в «горячем» состоянии, в состоянии «реактор на МКУ мощности» и на мощности <30% Nном показатели качества воды БВ должны соответствовать значениям, приведенным в таблице F.4.

Таблица F.3 - Нормы качества теплоносителя при работе энергоблока в «горячем» состоянии, в состоянии «реактор на МКУ мощности» и на мощности <30% Nном

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| *Н о р м и р у е м ы е п о к а з а т е л и* | | | |
| Наименование | Нормируемое | Уровень отклонения от нормируемого значения | |
| показателей | значение | 1-й уровень (24 ч→ХС) | 2-й уровень (ХС) |
| Массовая концентрация хлорид-иона, мг/дм3 | не более 0,1 | свыше 0,1 до 0,2 | свыше 0,2 |
| Массовая концентрация растворенного кислорода, мг/дм3 | не более 0,02 | свыше 0,02 до 0,1 | свыше 0,1 |

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

Продолжение таблицы F.3

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Нормируемое | Уровень отклонения от нормируемого значения | | |
| показателей | значение | 1-й уровень (24 ч→ХС) | | 2-й уровень (ХС) |
| Суммарная молярная концентрация щелочных металлов (К+Li+Na) (в зависимости от текущей концентрации борной кислоты) на рисунке F.1 | Зона А ,Б,В,Г,Д | - | | Зоны Е |
| *Д и а г н о с т и ч е с к и е п о к а з а те л и* | | | | |
| Наименование показателей | | | Уровень значения | |
| Величина рН | | | 5,8÷10,3 | |
| Массовая концентрация аммиака, мг/дм3, не менее | | | 15,0 | |
| Удельная электропроводимость, мкСм/см | | | 20-200 | |
| Массовая концентрация железа, мг/дм3, не более | | | 0,05 | |
| Массовая концентрация фторид-иона, мг/дм3, не более | | | 0,1 | |
| Массовая концентрация сульфат-ионов, мг/дм3, не более | | | 0,1 | |
| Массовая концентрация общего органического углерода, мг/дм3, не более | | | 0,5 | |

1.5 Эксплуатационные ограничения в периоды отклонений   
нормируемых показателей качества теплоносителя при работе энергоблока на энергетических уровнях мощности.

1.5.1 Действия при отклонении нормируемых показателей качества теплоносителя при работе энергоблока на мощности более 50% Nном

1.5.1.1 Первый уровень.

Допустимая продолжительность работы энергоблока на мощности равной или более 30% Nном при отклонении одного или нескольких, указанных в таблице F.1, нормируемых показателей в пределах первого уровня отклонений не должна превышать 7 суток с момента регистрации отклонения.

Невозможность в течение 7 суток выявить причины и устранить отклонения нормируемых показателей фиксируется как нарушение водно-химического режима с обязательным проведением в установленном порядке расследования причин нарушения водно-химического режима и оформления отчета расследования причин нарушения. Отчет должен содержать программу корректирующих мероприятий по устранению нарушения и рекомендации по недопущению повторения в последующем. Работа энергоблока может быть продолжена без снижения мощности.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

Суммарная продолжительность работы энергоблока с отклонениями нормируемого показателя по суммарной концентрации ионов щелочных металлов (зоны Б и В) не должна превышать 30 суток за топливный цикл работы энергоблока.

1.5.1.2 Второй уровень.

Продолжительность работы энергоблока на мощности более50% Nном при отклонении одного или нескольких, указанных в таблице F.1, нормируемых показателей в пределах второго уровня не должна превышать 24 часов с момента их регистрации. Если в течение 24 часов не устранены отклонения нормируемых показателей, то энергоблок планово переводится в состояние "реактор на минимальном контролируемом уровне". Последующий подъём мощности энергоблока допускается после устранения причин отклонения и восстановления показателей до нормируемых значений, указанных в таблице F.3.

Суммарная длительность работы энергоблока с отклонением нормируемого показателя по концентрации хлорид-иона в пределах второго уровня не должна превышать 5 суток за топливный цикл работы реактора.

1.5.1.3 Третий уровень.

Энергоблок должен быть в нормальной технологической последовательности переведен в «холодное» состояние при достижении нормируемыми показателями качества теплоносителя значений третьего уровня отклонений, указанных в таблице F.1. При этом, должны быть приняты меры по устранению нарушения водно-химического режима.

1.5.2 Действия при отклонении нормируемых показателей качества теплоносителя при работе энергоблока на мощности от 30 до 50% Nном

1.5.2.1 Первый уровень.

Действия аналогично п.1.5.1.1

1.5.2.2 Второй уровень.

Действия аналогично п.1.5.1.2

1.5.2.3 Третий уровень.

Действия аналогично п.1.5.1.3

1.5.3 Действия при отклонении нормируемых показателей качества теплоносителя при нахождении энергоблока в «горячем» состоянии, в состоянии «реактор на МКУ мощности» и на мощности менее 30 % Nном

1.5.3.1 Первый уровень.

Допустимая продолжительность работы энергоблока в «горячем» состоянии, состоянии «реактор на МКУ мощности» и на мощности менее 30% Nном при отклонении одного или нескольких нормируемых показателей, указанных в таблице F.3, в пределах первого уровня не должна превышать 24 часов с момента обнаружения отклонения. Если в течение 24 часов не устранены отклонения нормируемых показателей, то энергоблок должен быть в нормальной технологической последовательности переведён в «холодное» состояние, а также должны быть приняты меры по устранению нарушения водно-химического режима.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

1.5.3.2 Второй уровень

При достижении одним или несколькими показателями значений второго уровня, указанных в таблице F.3, энергоблок должен быть в нормальной технологической последовательности переведён в «холодное» состояние, а также должны быть приняты меры по устранению нарушения водно-химического режима.

1.6 Расхолаживание энергоблока, "холодное" состояние энергоблока и состояние "останов для ремонта" или "перегрузка топлива"

1.6.1 За сутки перед началом расхолаживания РУ прекращается ввод аммиака и гидразин-гидрата в подпиточную воду первого контура с целью снижения концентрации водорода в теплоносителе до значения не ниже 1,3 мг/дм2.

1.6.2 В период расхолаживания энергоблока производится очистка теплоносителя фильтрами очистки систем неохлажденного теплоносителя (ТС60-90) и очистки продувочной воды первого контура (ТС) до прекращения принудительной циркуляции.

1.6.3 При останове энергоблока с последующим разуплотнением оборудования первого контура в период расхолаживания производится дегазация теплоносителя за счет работы деаэратора подпиточной воды, водообмена и газовых сдувок. Разуплотнение первого контура допускается после снижения концентрации растворенного водорода до 0,5 мг/дм3 и менее.

1.6.4 В "холодном" состоянии энергоблока концентрация борной кислоты в теплоносителе должна определяться требованиями альбома нейтронно-физических характеристик.

1.6.5 В состоянии энергоблока "перегрузка топлива" и "останов для ремонта" или при выполнении ядерно-опасных работ концентрация борной кислоты должна быть в диапазоне (16÷20) г/дм3.

1.6.6 В "холодном" состоянии энергоблока, а также в состояниях "останов для ремонта" или "перегрузка топлива" на момент разуплотнения первого контура диагностические показатели качества теплоносителя и воды бассейнов выдержки и перегрузки топлива должны соответствовать указанным в таблице F.4.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

Таблица F.4 – Диагностические показатели качества теплоносителя и воды бассейна выдержки при "холодном" состоянии энергоблока и состоянии "останов для ремонта", воды бассейна выдержки и шахт ревизии ВКУ в состоянии "перегрузка топлива" (а также воды бассейна выдержки при всех остальных состояниях блока)

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование показателей | Уровень значений |
| Величина, рН, не менее | 4,2 |
| Массовая концентрация борной кислоты, г/дм3, | 16-20 |
| Массовая концентрация хлорид-иона, мг/дм3, не более | 0,1 |
| Массовая концентрация фторид-иона, мг/дм3, не более | 0,1 |
| Массовая концентрация железа, мг/дм3, не более | 0,1 |
| Концентрация общего органического углерода, мг/дм3, не более | 0,5 |
| Прозрачность, %, не менее | 95\* |
| \* - Прозрачность определяется при состоянии энергоблока "перегрузка топлива" | |

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

1.7 Пуск энергоблока из "холодного" состояния, после состояний "перегрузка топлива" или "останов для ремонта"

1.7.1 Диагностические показатели качества раствора борной кислоты в баках системы TD, используемого для заполнения первого контура перед загрузкой активной зоны после проведения технологических операций, связанных с полной выгрузкой активной зоны или ремонтом, в том числе после проведения дезактивации оборудования первого контура, должны соответствовать требованиям, указанным в таблице F.5.

Таблица F.5 Диагностические показатели качества раствора борной кислоты в баках системы TD

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование показателей | Уровень значения |
| Величина, рН, не менее | 4,2 |
| Массовая концентрация борной кислоты, г/дм3, | 16-20 |
| Массовая концентрация хлорид-иона, мг/дм3, не более | 0,10 |
| Прозрачность, %, не менее | 95 |

1.7.2 После разогрева теплоносителя до температуры (80÷90) °С проводится снижение концентрации кислорода за счёт ввода в первый контур гидразин-гидрата в количестве, обеспечивающем двух-трёхкратный его избыток по отношению к концентрации кислорода в теплоносителе.

Введение гидразин-гидрата следует продолжать до снижения концентрации кислорода в теплоносителе до значений, регламентированных в таблице F.3.

1.7.3 Повышение температуры теплоносителя первого контура выше 120 °С допускается после снижения массовой концентрации растворенного кислорода в теплоносителе до 0,02 мг/дм3 и ниже.

1.7.4 Насыщение анионитной загрузки ФСД (рабочего и резервного) системы ТС борной кислотой производится непосредственно перед водообменом первого контура или в процессе водообмена за счёт поглощения её из теплоносителя первого контура.

1.7.5 До выхода РУ на МКУ в теплоноситель первого контура должны вводиться растворы аммиака и гидроокиси калия из системы ТВ для насыщения катионитной загрузки ФСД (рабочего и резервного) системы ТС аммиаком и калием.

1.7.6 При выводе энергоблока в «горячее» состояние и состояние "реактор на минимальном контролируемом уровне мощности" нормы качества теплоносителя должны соответствовать требованиям таблицы F.3.

1.8 Требования к качеству подпиточной воды, дистилляту и борированных растворов систем безопасности реакторной установки

1.8.1 Требования к качеству подпиточной воды

1.8.1.1 Диагностические показатели качества подпиточной воды первого контура системы ТА и воды, направляемой на уплотнение главных циркуляционных насосов, должны удовлетворять требованиям, приведенным в таблице F.6.

1.8.1.2 При вводе в первый контур дистиллята, растворов борной кислоты, гидроокиси калия или аммиака без предварительной их деаэрации производится дозирование раствора гидразин-гидрата из системы ТВ на всас подпиточного насоса в количестве, обеспечивающем двух-трёхкратный его избыток по отношению к концентрации кислорода в этих растворах или в дистилляте.

Таблица F.6 - Диагностические показатели качества подпиточной воды и воды, подаваемой в систему уплотнения вала главных циркуляционных насосов

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование показателей | Уровень значения |
| Величина рН | 5,9 ÷ 10,3\* |
| Массовая концентрация аммиака, мг/дм3, не менее | Не менее текущей |
| Массовая концентрация хлорид-иона, мг/дм3, не более | 0,1 |
| Массовая концентрация растворенного кислорода, мг/дм3, не более | 0,02\*\* |
| Массовая концентрация натрия, мг/дм3, не более | 1,0 |
| Массовая концентрация кремниевой кислоты, мг/дм3,  не более | 0,5 |
| Массовая концентрация железа, мг/дм3, не более | 0,05 |
| Концентрация общего органического углерода, мг/дм3, не более | 0,5 |
| Концентрация борной кислоты, г/дм3 | Не менее текущей |
| \* - Допускается снижение показателя рН подпиточной воды до значения 3,8 в периоды дозирования в первый контур растворов борной кислоты. При введении в первый контур гидроокиси калия и аммиака верхний предел показателя рН подпиточной воды не устанавливается  \*\* - При вводе в подпиточную воду гидразин-гидрата концентрация кислорода не нормируется  \*\*\*- При проведении водообмена и вводе в первый контур раствора борной кислоты контрольный уровень для показателя «концентрация борной кислоты» не устанавливается. | |

1.8.2 Требования к качеству дистиллята и борированных растворов систем безопасности реакторной установки

1.8.2.1 Диагностические показатели качества борированного раствора в гидроемкостях системы аварийного охлаждения зоны (САОЗ) 1 ступени должны соответствовать уровням значений, указанным в таблице F.7.

1.8.2.2 Диагностические показатели качества растворов в баках аварийного запаса борной кислоты и гидроемкостях системы аварийного охлаждения зоны (САОЗ) 2 ступени должны соответствовать уровням значений, указанным в таблице F.8.

1.8.2.3 Диагностические показатели качества растворов в баках концентрированного раствора борной кислоты должны соответствовать уровням значений, указанным в таблице F.9.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

1.8.2.4 Диагностические показатели качества раствора в баке запаса щелочного раствора, вводимого в боросодержащую воду при работе системы аварийного и планового расхолаживания первого контура ТН, должны соответствовать уровням значений, указанным в таблице F.10.

1.8.2.5 Диагностические показатели качества дистиллята в баках системы подачи дистиллята должны соответствовать уровням значений, указанным в таблице F.11

Таблица F.7 - Диагностические показатели качества раствора в гидроемкостях САОЗ системы YT (первой ступени)

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование показателей | Уровень значения |
| Величина рН, не менее | 6,5 |
| Массовая концентрация борной кислоты, г/дм3 | 16÷20 |
| Массовая концентрация калия, мг/дм3 | 100÷200 |
| Массовая концентрация хлорид-иона, мг/дм3, не более | 0,15 |
| Примечание: при заполнении гидроемкостей САОЗ в раствор должен вводиться гидразин-гидрат в количестве, создающем массовую концентрацию гидразина на менее 100 мг/дм3. | |

Таблица F.8 - Диагностические показатели качества раствора в баках аварийного запаса  
борной кислоты и гидроемкостях САОЗ 2 ступени

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование показателей | Уровень значения |
| Величина рН, не менее | 4,2 |
| Массовая концентрация борной кислоты, г/дм3 | 16÷20 |
| Массовая концентрация хлорид-иона, мг/дм3, не более | 0,10 |

Таблица F.9 - Диагностические показатели качества раствора в баке концентрированного раствора борной кислоты

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование показателей | Уровень значения |
| Величина рН, не менее | 3,8 |
| Массовая концентрация борной кислоты, г/дм3 | 39,5÷44,5 |
| Массовая концентрация хлорид-иона, мг/дм3, не более | 0,15 |

Таблица F.10 - Диагностические показатели качества щелочного раствора борной кислоты

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование показателей | Уровень значения |
| Концентрация борной кислоты, г/дм3 | 39,5÷44,5 |
| Концентрация калия, г/дм3 | 100÷150 |
| Концентрация гидразина, г/дм3 | 10÷15 |

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

Таблица F.11- Диагностические показатели качества дистиллята в баках системы подачи дистиллята

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование показателей | Уровень значения |
| Величина рН | 5,6 – 10,0 |
| Концентрация хлорид-иона, мг/дм3, не более | 0,05 |
| Концентрация кремниевой кислоты, мг/дм3, не более | 0,2 |
| Концентрация общего органического углерода, мг/дм3, не более | 0,5 |
| Концентрация борной кислоты, г/дм3, не более | 0,015 |

1.9 Основные требования к организации химического контроля

1.9.1 Система химического контроля предназначена для получения оперативной информации о состоянии водно-химического режима первого контура посредством измерения нормируемых и диагностических показателей качества теплоносителя, дистиллята, обессоленной воды и растворов борной кислоты систем безопасности РУ при эксплуатации энергоблока.

1.9.2 Объем и периодичность химического контроля должны обеспечивать получение информации, объективно отражающей текущее состояние водно-химического режима первого контура и систем его поддержания, а также борированных растворов бассейнов выдержки и перегрузки топлива.

1.9.3 Комплекс технических средств системы химического контроля включает автоматические и лабораторные средства измерения, вспомогательные устройства и средства вычислительной техники.

1.9.4 Оптимизация сбора, обработки, архивации и отображения данных химического контроля обеспечивается системным применением современных средств вычислительной техники и аттестованных программных продуктов.

1.9.5 Выполнение химического контроля теплоносителя, дистиллята, обессоленной воды и растворов борной кислоты систем безопасности, бассейнов выдержки и перегрузки топлива проводится с использованием метрологически аттестованных методик и средств контроля.

1.9.6 Для контроля качества теплоносителя, подпиточной воды, дистиллята, борированных растворов систем безопасности РУ и контроля за работой систем очистки предусмотрены следующие точки отбора проб (TV):

- после доохладителя теплоносителя первого контура на входе в систему очистки теплоносителя TC;

- из корпуса реактора;

* после подпиточных насосов для контроля качества подпиточной воды первого контура системы TА и воды подаваемой в систему уплотняющей воды ГЦНА;
* после высокотемпературных фильтров системы очистки неохлажденного теплоносителя ТС60-90;

- после фильтров смешанного действия системы очистки продувочной воды первого контура TC;

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

- после катионитного фильтра системы очистки продувочной воды первого контура TC;

- после анионитного фильтра системы очистки продувочной воды первого контура TC;

- после фильтров системы TG;

- водная среда из нижней части и паровая среда из верхней части КД;

- из емкостей системы YT (САОЗ 1-ой ступени) и TH (САОЗ 2-ой ступени);

- из баков TH10,20,30,40B001,002;

- из баков TW 10,20,3,40,В003,004;

-из баков TD11,12,13,14,15,16 В001;

-из деаэратора продувки TA10B003;

- из баков запаса щелочного раствора системы TH10,20,30,40B004.

* + - 1. 1.9.7 Объём и периодичность химического контроля качества теплоносителя первого контура при работе энергоблока на всех уровнях мощности, в "горячем" состоянии и в состоянии «реактор на МКУ мощности» при отсутствии отклонений показателей качества приведены в таблице F.12 В периоды отклонений периодичность химического контроля качества теплоносителя – не менее одного раза в смену.

1.9.8 Объём и периодичность химического контроля качества подпиточной воды первого контура системы TА приведены в таблице F.13.

1.9.9 Объём и периодичность химического контроля качества сред компенсатора давления при работе энергоблока на мощности приведены в таблице F.14.

1.9.10 Объём и периодичность химического контроля качества теплоносителя и воды бассейна выдержки в "холодном" состоянии энергоблока, в состоянии "останов для ремонта", воды БВ и бассейна шахт ревизии ВКУ в состоянии «перегрузка топлива», а также воды БВ во всех остальных состояниях энергоблока приведены в таблице F.15.

При работе энергоблока на всех уровнях мощности, в «горячем» состоянии и в состоянии «реактор на МКУ мощности» периодичность контроля борной кислоты в воде бассейна выдержки – не менее одного раза в сутки. Периодичность контроля остальных показателей по таблице F.15 не менее одного раза в неделю.

1.9.11 Объём и периодичность химического контроля за работой ионообменных фильтров установки очистки теплоносителя первого контура устанавливается химической службой атомной электростанции, исходя из требований по обеспечению качества теплоносителя и подпиточной воды в соответствии с разделами 1.1 - 1.9.

1.9.12 Контроль концентрации борной кислоты в баках аварийного запаса борной кислоты и гидроемкостях САОЗ 2 ступени, концентрированного раствора борной кислоты, щелочного раствора системы аварийного и планового расхолаживания первого контура TH и раствора в гидроемкостях САОЗ 1 ступени должен выполняться непрерывно с использованием автоматизированных анализаторов. При отсутствии автоматических анализаторов бора определение концентрации борной кислоты должно выполняться не

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

реже 2 раз в месяц для баков аварийного запаса борной кислоты и гидроемкостей САОЗ 2 ступени, концентрированного раствора борной кислоты; не реже 1 раза в неделю для баков щелочного раствора системы аварийного и планового расхолаживания, не реже 1 раза в сутки для гидроемкостей САОЗ 1 ступени, а также по требованию, при заполнении и дозаполнении.

Качество раствора в баках аварийного запаса борной кислоты TH10,20,30,40B001,002, концентрированного раствора борной кислоты TW10,20,30,40B003,004, щелочного раствора спринклерной установки системы аварийного и планового расхолаживания первого контура TH и раствора в гидроемкостях САОЗ должно контролироваться по остальным указанным в таблицах F.7÷F.11 показателям не реже двух раз в месяц, при заполнении, дозаполнении и по требованию.

Качество дистиллята в баках системы подачи дистиллята TD14,15,16B001 должно контролироваться не реже двух раз в месяц, а также при заполнении и дозаполнении.

Таблица F.12 - объём и периодичность химического контроля качества теплоносителя первого контура при работе энергоблока на всех уровнях мощности, а также в "горячем" состоянии и в состоянии "реактор на МКУ мощности"

|  |  |
| --- | --- |
| Показатели качества | Минимальная периодичность |
| Величина рН | непрерывно автоматически  и 1 раз в сутки в лаборатории |
| Массовая концентрация борной кислоты | непрерывно автоматически;  и 1 раз в смену в лаборатории |
| Массовая концентрация растворенного водорода | непрерывно автоматически  и 1 раз в сутки в лаборатории |
| Удельная электропроводимость | непрерывно автоматически  и 1 раз в сутки в лаборатории |
| Массовая концентрация хлорид-иона | 1 раз в смену в лаборатории |
| Массовая концентрация фторид-иона | 2 раза в неделю в лаборатории |
| Массовая концентрация растворенного кислорода | Непрерывно автоматически и один раз в неделю в лаборатории;  при концентрации водорода менее 2,2 мг/дм3 - один раз в смену |
| Массовая концентрация калия | 1 раз в сутки в лаборатории |
| Массовая концентрация лития | 1 раз в сутки в лаборатории |
| Массовая концентрация натрия | 1 раз в сутки в лаборатории |
| Массовая концентрация аммиака | 1 раз в смену в лаборатории |
| Массовая концентрация сульфат-иона | 1 раз в неделю в лаборатории |
| Массовая концентрация железа | 1 раз в неделю в лаборатории |
| Концентрация общего органического углерода | 1 раз в неделю в лаборатории |

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

Продолжение таблицы F.12

|  |
| --- |
| Примечания: 1. Концентрация фторид-иона контролируется в течение 1000 часов после перегрузки топлива.  2. В "горячем" состоянии при пуске энергоблока и в состоянии "реактор на МКУ мощности" и при работе на мощности < 30% Nном концентрация водорода не определяется.  3 При отсутствии непрерывного автоматического контроля лабораторный контроль проводить 1 раз в смену, по остальным показателям – 1 раз в сутки |

Таблица F.13 - Объём и периодичность химического контроля качества подпиточной воды первого контура и воды, подаваемой в систему уплотняющей воды ГЦНА

|  |  |
| --- | --- |
| Показатели качества | Минимальная периодичность |
| Величина рН | непрерывно автоматически  и 1 раз в смену в лаборатории |
| Массовая концентрация борной кислоты | непрерывно автоматически  и 1 раз в смену в лаборатории |
| Массовая концентрация растворенного кислорода | непрерывно автоматически  и 1 раз в сутки в лаборатории |
| Удельная электропроводимость | непрерывно автоматически  и 1 раз в неделю в лаборатории |
| Массовая концентрация аммиака | 1 раз в смену в лаборатории |
| Массовая концентрация хлорид-иона | 1 раз в смену в лаборатории |
| Массовая концентрация гидразина | При вводе гидразин-гидрата |
| Массовая концентрация натрия | 1 раз в сутки в лаборатории |
| Массовая концентрация железа | 1 раз в сутки в лаборатории |
| Массовая концентрация кремниевой кислоты | 1 раз в неделю в лаборатории |
| Массовая концентрация общего органического углерода | 1 раз в неделю в лаборатории |
| Примечания:   * 1. Контроль концентрации кремниевой кислоты допускается проводить в баках дистиллята системы подачи дистиллята TN.   2. При отсутствии непрерывного автоматического контроля лабораторный контроль проводить 1 раз в смену, по остальным показателям – 1 раз в сутки | |

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

Таблица F.14 - Объём и периодичность химического контроля водной и паровой сред компенсатора давления

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | Минимальная периодичность | |
| Показатели качества | Водная фаза из нижней части | Паровая фаза из верхней части |
| Массовая концентрация растворенного водорода | - | \* |
| Массовая концентрация кислорода | - | \*\* |
| Массовая концентрация борной кислоты | \*\*\* | - |
| \* - Контроль осуществляется при превышениях верхнего предела концентрации водорода в теплоносителе первого контура.  \*\* - Контроль осуществляется при отклонении концентрации кислорода в теплоносителе первого контура от диапазона нормируемых значений.  \*\*\* - Контроль осуществляется при проведении водообменов теплоносителя первого контура с изменением концентрации борной кислоты более 1 г/дм3 . | | |

Таблица F.15 - Объём и периодичность химического контроля качества теплоносителя и воды бассейна выдержки при "холодном" состоянии энергоблока и состоянии "останов для ремонта", воды бассейна выдержки и шахт ревизии ВКУ в состоянии "перегрузка топлива", а также воды бассейна выдержки во всех остальных состояниях.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | Минимальная периодичность | |
| Показатели качества | При перегрузке топлива | Без перегрузки топлива |
| Величина рН | 1 раз в сутки | 1 раз в неделю |
| Массовая концентрация борной кислоты | Непрерывно автоматически и 1 раз в сутки в лаборатории | Непрерывно автоматически и 1 раз в неделю в лаборатории |
| Массовая концентрация хлорид - иона | 1 раз в сутки | 1 раз в неделю |
| Массовая концентрация фторид - иона | 1 раз в сутки | - |
| Концентрация общего органического углерода | 1 раз в сутки | 1 раз в неделю |
| Концентрация железа |
| Прозрачность |
| Примечания.  1 При невозможности проведения непрерывного автоматического контроля концентрации борной кислоты измерения проводятся один раз в смену при перегрузке топлива и не менее одного раза в сутки без перегрузки топлива. | | |

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

2 Нормы качества рабочей среды второго контура

Нормы качества рабочей среды второго контура установлены в соответствии с требованиями норм «Установка реакторная В-446. Нормы ВХР второго контура. 446 Д4».

Требования к качеству рабочей среды второго контура устанавливаются:

- в период пуска после останова и при эксплуатации энергоблока на мощности Nном≤50 %;

- в период проведения ПНР и освоения мощности;

- при работе энергоблока на мощности Nном>50 %.

При отклонении показателей качества питательной и продувочной воды ПГ от нормируемых значений устанавливаются ограничения по эксплуатации энергоблока.

Устанавливаются требования к средствам обеспечения и методам поддержания водно-химического режима, минимально необходимый объем контроля за водно-химическим режимом.

Нарушением ВХР является отклонение нормируемых показателей качества питательной и продувочной воды ПГ от норм, не устраненное в течение установленного уровнями отклонений времени и непринятие мер по переходу на соответствующие уровни действий.

2.1 Нормы качества рабочей среды второго контура при работе энергоблока на мощности ≤ 50 % Nном

2.1.1 Диагностические показатели качества питательной и продувочной воды ПГ в период пуска после останова - «горячее состояние», «реактор на МКУ» приведены в таблице F.16.

Таблица F.16 - диагностические показатели качества питательной и продувочной воды ПГ в период пуска энергоблока после останова («горячее состояние», «реактор на МКУ»)

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование показателя | Питательная вода | Продувочная вода из «солевого» отсека |
| Уровни значений | |
| Удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы, мкСм/см, не более | 0,5 | 4 |
| Величина рН, ед. | 8,5-9,5 | 8,0-9,5 |
| 1. Концентрация кислорода, мг/ дм 3, не более | 0,01 | - |
| Концентрация натрия, мг/ дм 3, не более | - | 0,3 |
| Концентрация хлорид-иона, мг/ дм 3, не более | - | 0,1 |
| Концентрация железа, мг/ дм 3, не более | 0,05 | - |
| Концентрация гидразина, мг/ дм 3, более | 0,02 | - |
| Концентрация масел и тяжелых нефтепродуктов, мг/ дм 3, не более | 0,1 |  |

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

2.1.2 Нормы качества питательной и продувочной воды ПГ при эксплуатации энергоблока на мощности ≤ 50 % Nном приведены в таблицах F.16 и F.17.

2.1.3 Уровни отклонений нормируемых показателей качества питательной или продувочной воды ПГ при эксплуатации энергоблока на мощности ≤ 50 % Nном приведены в таблицах F.16, F.17 и на рисунке F.1-а.

2.1.4 До подключения турбоустановки обработку питательной воды следует производить гидразин-гидратом с подачей его во всасывающий коллектор вспомогательных питательных насосов.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

Таблица F.16 - нормы качества питательной воды ПГ при эксплуатации энергоблока на мощности ≤ 50 % Nном

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Нормируемые показатели | | | |
| Наименование показателя | Нормируемые значения | Уровни отклонений от нормируемых значений | |
| 1 уровень  (7 суток → МКУ) | 2 уровень («холодное» состояние) |
| Удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы, мкСм/см | ≤0,3 | свыше 0,3 до 1,0 | свыше 1,0 |
| Концентрация кислорода, мг/дм 3 | ≤0,01 | свыше 0,01 до 0,05 | свыше 0,05 |
| Диагностические показатели | | | |
| Наименование показателя | | Уровни значений | |
| Величина рН, ед. | | 8,8-9,2 | |
| Концентрация железа, мг/дм 3, не более | | 0,02 | |
| Концентрация гидразина, мг/дм 3, более | | 0,02 | |
| Концентрация меди, мг/дм 3, не более | | 0,002 | |
| 1. Концентрация масел и тяжелых нефтепродуктов, мг/дм 3, не более | | 0,1 | |

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

Таблица F.17 - нормы качества продувочной воды ПГ из «солевого» отсека при эксплуатации энергоблока на мощности ≤ 50 % Nном

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Нормируемые показатели | | | |
| Наименование показателя | Нормируемые значения | Уровни отклонений от нормируемых значений | |
| 1 уровень (7 суток → МКУ) | 2 уровень («холодное» состояние) |
| Удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы, мкСм/см | ≤4 | свыше 4 до 7 | свыше 7 |
| Концентрация натрия, мг/дм 3 | ≤0,3 | свыше 0,3 до 0,5 | свыше 0,5 |
| Концентрация хлорид-ионов, мг/дм 3 | ≤0,1 | свыше 0,1 до 0,3 | свыше 0,3 |
| Концентрация сульфат-ионов, мг/дм 3 | ≤0,1 | свыше 0,1 до 0,3 | свыше 0,3 |
| Диагностические показатели | | | |
| Наименование показателя | | Уровни значений | |
| Величина рН, ед. | | 8,5-9,0 | |

|  |
| --- |
|  |

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

Зона 1 - область нормируемых значений.

**0,3 мг/кг**

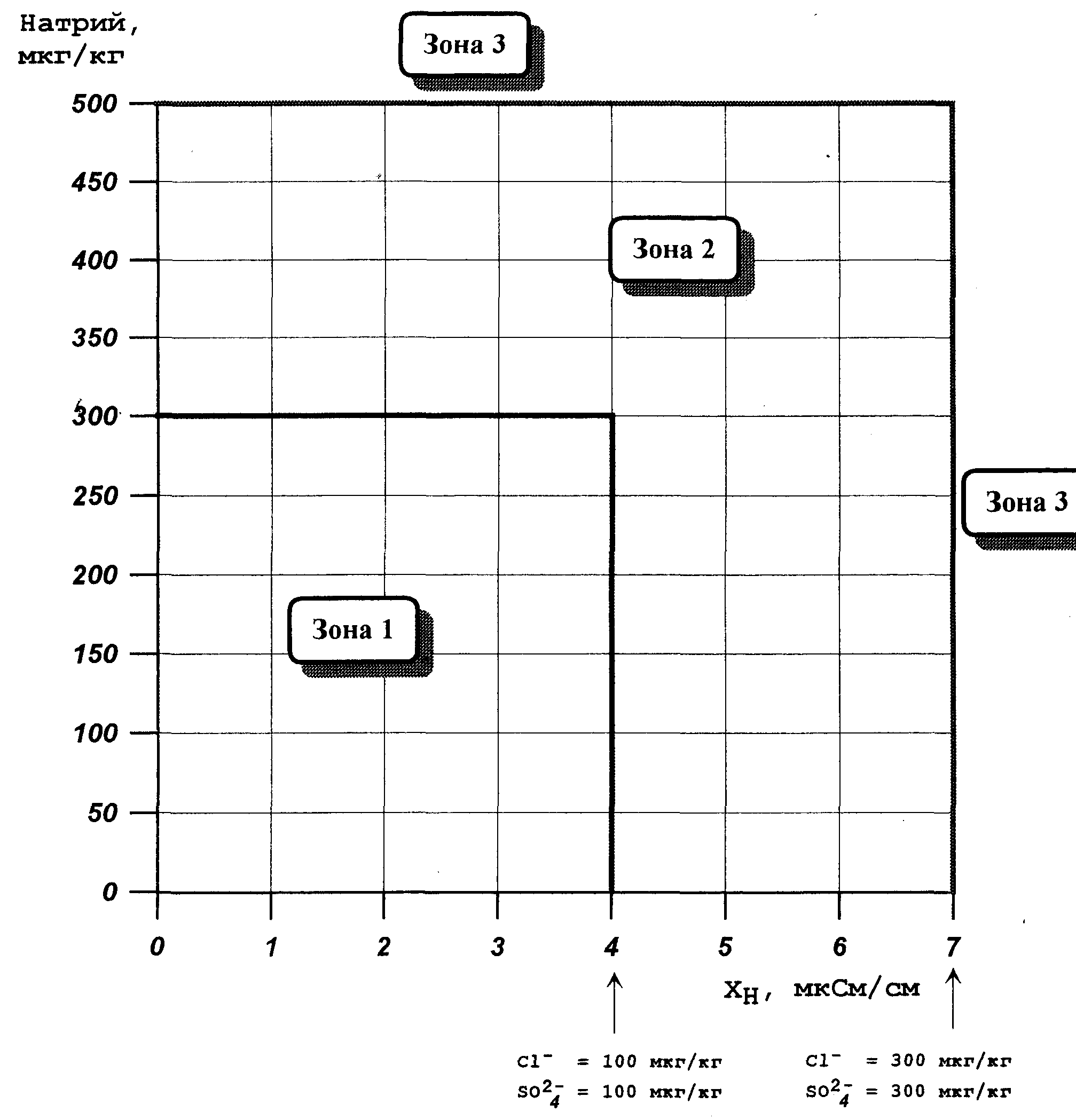
**0,3 мг/кг**

**0,1 мг/кг**

**0,1 мг/кг**

**мг/кг**

**0,1 мг/кг**



Зона 2 - 1 уровень отклонений (7 суток → МКУ).

Зона 3 - 2 уровень отклонений («холодное» состояние).

Рис. F.1-уровни отклонений нормируемых показателей качества продувочной воды ПГ при работе энергоблока на мощности ≤ 50 % Nном.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

2.1.5 После подключения турбоустановки в течение 24 ч должна проводиться обработка рабочей среды гидразин-гидратом с поддержанием концентрации гидразина в питательной воде не менее 0,5 мг/дм3.

В период проведения обработки рабочей среды гидразин-гидратом и в течение 24 ч после ее проведения допускается увеличение величины рН питательной воды до 9,8, а продувочной воды - до 9,4.

2.1.6 Подачу гидразин-гидрата осуществлять в всасывающие коллекторы конденсатных насосов второй ступени. При необходимости в коллектор питательных насосов может дозироваться аммиак. При кратковременных остановах энергоблока на срок менее 3 суток обработку рабочей среды гидразин-гидратом при последующем пуске можно не проводить.

2.1.7 После подключения турбоустановки допускается в течение не более 8 ч увеличение в питательной воде содержания железа до 0,05 мг/дм3.

2.1.8 При работе энергоблока на мощности ≤ 10 % Nном допускается, при соблюдении нормируемого качества питательной воды, увеличение в продувочной воде ПГ в течении, не более 30 суток концентрации хлорид-ионов, сульфат-ионов, натрия и удельной электрической проводимости Н-катионированной пробы в пределах первого уровня отклонений, указанных в таблице F.17.

2.2 Действия при отклонении нормируемых показателей качества рабочей среды при работе энергоблока на мощности ≤ 50 % Nном

2.2.1 Первый уровень действия Допустимая продолжительность работы энергоблока на на мощности ≤50 % при отклонении нормируемых показателей качества питательной и продувочной воды ПГ в пределах уровня отклонения, приведенного в таблицах F.16, F.17 и на рисунке F.1-а (Зона 2) не должна превышать 7 суток с момента обнаружения отклонения.

При невозможности в течение 7 суток выявить причины и устранить отклонения нормируемых показателей - плавно перевести энергоблок в состояние «реактор на МКУ».

Последующий подъем мощности энергоблока до мощности ≤ 50 % Nном возможен после устранения причин отклонения и восстановления показателей качества питательной или продувочной воды парогенераторов до нормируемых значений, указанных в таблицах F.16, F.17.

2.2.2 Второй уровень действия Энергоблок должен быть планово переведен в «холодное» состояние при достижении показателями качества питательной и продувочной воды парогенераторов значений второго уровня отклонений, указанных в таблицах F.16, F.17 и на рисунке F.1-а (Зона 3).

2.3 Работа энергоблока на мощности > 50 % Nном

2.3.1 Диагностические показатели качества конденсата турбин и насыщенного пара парогенераторов при эксплуатации энергоблока на мощности > 50 % Nном приведены в таблице F.18.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

Таблица F.18 - Диагностические показатели качества конденсата турбины и насыщенного пара ПГ при эксплуатации энергоблока на мощности > 50 % Nном

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование показателя | Конденсат турбины за конденсатным насосом 1 ступени | Насыщенный пар |
| Уровни значений | |
| Удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы, мкСм/см, не более | 0,2 | 0,15 |
| 1. Концентрация кислорода, мг/дм3, не более | 0,03 | - |

2.3.2 Нормы качества питательной и продувочной воды парогенераторов при работе энергоблока на мощности > 50 % Nном приведены в таблицах F.19 и F.20.

2.3.3 Уровни отклонений нормируемых показателей качества питательной и продувочной воды ПГ при работе энергоблока на мощности > 50 % Nном приведены в таблицах F.19, F.20 и на рисунке F.2.

2.3.4 При переходе с одного уровня мощности энергоблока на другой допускается в течение не более 8 часов увеличение в продувочной воде ПГ концентрации хлорид-иона, сульфат-иона, натрия и удельной электрической проводимости Н-катионированной пробы в пределах первого уровня отклонений при отсутствии отклонений качества питательной воды.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

Таблица F.19 - нормы качества питательной воды ПГ при эксплуатации энергоблока на мощности > 50 % Nном

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Нормируемые показатели | | | | | |
| Наименование показателя | Нормируемые  значения | Уровни отклонения от нормируемых значений | | | |
| 1 уровень (7суток → ≤50 % Nном) | | 2 уровень (24 ч → МКУ) | 3 уровень («холодное» состояние) |
| Удельная электрическая проводимость  Н-катионированной пробы, мкСм/см | ≤0,15 | свыше 0,15 до 0,5 | | свыше 0,5 до 1,0 | свыше 1,0 |
| Концентрация кислорода, мг/дм 3 | ≤0,01 | свыше 0,01 до 0,05 | | - | свыше 0,05 |
| Диагностические показатели | | | | | |
| Наименование показателя | | | Уровни значений | | |
| Величина рН, ед. | | | 9,0-9,2 | | |
| Концентрация железа, мг/дм 3, не более | | | 0,01 | | |
| Концентрация меди, мг/дм 3, не более | | | 0,001 | | |
| Концентрация гидразина, мг/дм 3, более | | | 0,02 | | |
| Концентрация масел и тяжелых нефтепродуктов, мг/дм 3, не более | | | 0,1 | | |

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

Таблица F.20 - нормы качества продувочной воды ПГ из «солевого» отсека при эксплуатации энергоблока на мощности > 50 % Nном

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Нормируемые показатели | | | | | | | | |
| Наименование показателя | | Нормируемые значения | Области отклонений от нормируемых значений без снижения мощности энергоблока | | | Уровни отклонения от нормируемых значений | | |
| Первая область (15 суток→ 1 уровень) | Вторая область (3 суток → 1 уровень) | | 1 уровень  (7 суток → ≤50% Nном) | 2 уровень  (24 ч→МКУ) | 3 уровень («холодное» состояние) |
| Удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы, мкСм/см | | ≤1,5 | - | Рисунок F.2 | | свыше 1,5  до 4 | свыше 4 до 7 | свыше 7 |
| Концентрация натрия, мг/дм 3 | | ≤0,1 | свыше 0,1 до 0,2 | свыше 0,2  до 0,3 | свыше 0,3  до 0,5 | свыше 0,5 |
| Концентрация хлорид-ионов, мг/дм 3 | | ≤0,05 | - | - | | свыше 0,05  до 0,1 | свыше 0,1  до 0,3 | свыше 0,3 |
| Концентрация сульфат-ионов, мг/дм 3 | | ≤0,05 | - | - | | свыше 0,05  до 0,1 | свыше 0,1  до 0,3 | свыше 0,3 |
| Диагностические показатели | | | | | | | | |
| Наименование показателя | | | | | Уровни значений | | | |
| Величина рН, ед. | | | | | 8,5 - 9,0 | | | |
|  |

Зона 1 - область нормируемых значений.

**0,3 мг/кг**

**0,3 мг/кг**

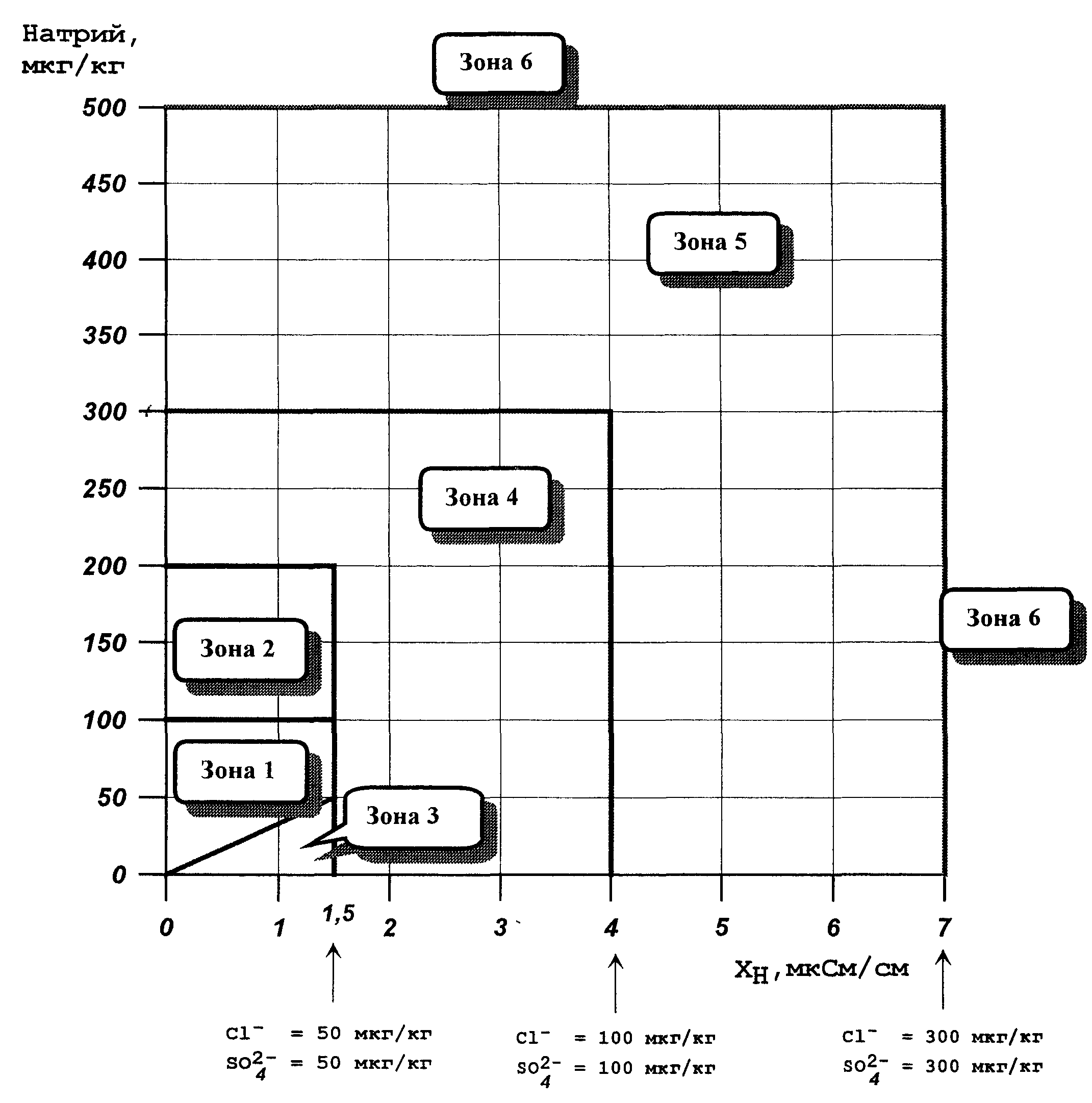
**0,1 мг/кг**

**0,1 мг/кг**

**0,05 мг/кг**

**0,05 мг/кг**

**мг/кг**



*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

Зона 2 - первая область отклонений без снижения мощности энергоблока (15 суток → 1 уровень).

Зона 3 - вторая область отклонений без снижения мощности энергоблока (3 суток → 1 уровень).

Зона 4 - 1 уровень отклонений (7 суток →≤50 % Nном).

Зона 5 - 2 уровень отклонений (24 часа → МКУ).

Зона 6 - 3 уровень отклонений («холодное» состояние).

Рисунок F.2 - Уровни отклонений нормируемых показателей качества продувочной воды ПГ при работе энергоблока на мощности >50 % Nном

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

2.4 Действия при отклонении нормируемых показателей качества рабочей среды при работе энергоблока на мощности > 50 % Nном

* + - 1. 2.4.1 Области отклонений без снижения мощности энергоблока.

- Первая область. При увеличении концентрации натрия в продувочной воде ПГ в пределах первой области, приведенной в таблице F.20 и на рисунке F.2 (Зона 2), необходимо устранить причины отклонений и восстановить показатель в соответствии с нормируемым значением, приведенным в таблице F.20.

Время непрерывной работы энергоблока в первой области отклонений не должно превышать 15 суток. При невозможности восстановления в течение указанного времени концентрации натрия в соответствии с нормами - перейти к первому уровню действия;

- Вторая область. При величинах удельной электропроводимости   
Н-катионированной пробы (при 25 °С) и концентрации натрия в продувочной воде парогенераторов, находящихся во второй области отклонений (см рисунок F.2 - Зона 3), необходимо произвести поиск и устранение причин отклонений.

При невозможности в течений. 3 суток восстановления соотношения концентрации натрия и удельной электропроводимости Н-катионированной пробы продувочной воды ПГ из «солевого» отсека, соответствующих области нормальной эксплуатации - перейти к первому уровню действия.

* + - 1. 2.4.2 Первый уровень действия: Допустимая продолжительность работы энергоблока на мощности > 50 % Nном при отклонении одного или нескольких нормируемых показателей качества питательной или продувочной воды ПГ в пределах первого уровня отклонений, приведенного в таблицах F.19, F.20 и на рисунке F.2 (Зона 4), не должна превышать 7 суток с момента обнаружения отклонения.
      2. При невозможности в течение 7 суток выявить причины и устранить отклонения нормируемых показателей - снизить мощность энергоблока до значения не более 50 % Nном.
      3. Последующий подъем мощности более 50 % Nном возможен после устранения причин отклонения и восстановления показателей до нормируемых значений, указанных в таблицах F.19, F.20.
      4. 2.4.3 Второй уровень действия: Допустимая продолжительность работы энергоблока на мощности при отклонении нормируемых показателей в пределах второго уровня отклонений, приведенного в таблицах F.19, F.20 и на рисунке F.2 (Зона 5), не должна превышать 24 ч с момента обнаружения отклонения.
      5. При невозможности в течение 24 ч выявить причины и устранить отклонения нормируемых показателей - планово перевести энергоблок в состояние «реактор на МКУ».
      6. Последующий подъем мощности энергоблока более50 % Nном возможен после устранения причин отклонения и восстановления показателей до нормируемых значений, указанных в таблицах F.18, F.19.
      7. 2.4.4 Третий уровень действия: Энергоблок должен быть планово переведен в «холодное» состояние при достижении показателей качества питательной и продувочной воды ПГ значений третьего уровня отклонений, указанного в таблицах F.19, F.20 и на рисунке F.2 (Зона 6).

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

2.5 Требования к системам обеспечения и методам поддержания водно-химического режима

2.5.1 Система обессоливания (UA), система обессоленной воды (UD) и бак «грязного» конденсата системы дренажей машзала.

2.5.1.1 Показатели обессоленной воды после системы обессоливания (UA), подаваемой в системы второго контура, должны соответствовать следующим значениям:

- удельная электрическая проводимость - не более 0,3 мкСм/см;

- величина рН - от 5,5 до 8,0;

- суммарная концентрация хлорид-ионов - не более 0,01 мг/дм3;

- концентрация масел и тяжелых нефтепродуктов - не более 0,1 мг/дм3.

2.5.1.2 Удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы воды в баке «грязного» конденсата системы дренажей машзала (диагностический показатель) не должна превышать 1,5 мкСм/см.

2.5.1.3 Химически обессоленная вода, используемая при проведении послемонтажных промывок, для заполнения второго контура и проведения гидравлических испытаний ПГ и оборудования второго контура должна удовлетворять следующему качеству:

|  |  |
| --- | --- |
| Удельная электрическая проводимость, мкСм/см, не более | 1,2 |
| величина рН, ед. | 5,0-8,0 |
| Концентрация хлорид-ионов, мг/дм3, не более | 0,05 |
| Концентрация кремниевой кислоты, мг/дм3, не более | 0,02 |
| Концентрация масел и тяжелых нефтепродуктов, мг/дм3, не более | 0,1 |
| Концентрация общего органического углерода, мг/дм3, не более | 0,2 |

2.5.1.4 Удельная электрическая проводимость обессоленной воды в баках аварийного запаса (диагностический показатель) не должна превышать 1,2 мкСм/см.

2.5.2 Система конденсации и дегазации

2.5.2.1 Система конденсации и дегазации должна обеспечивать концентрацию кислорода в конденсате турбины на КН первой ступени не более 0,03 мг/дм3.

2.5.2.2 При увеличении удельной электрической проводимости Н-катионированной пробы турбинного конденсата в точке контроля перед установкой очистки турбинного конденсата UB более 0,2 мкСм/см принимаются меры по поиску и устранению причин превышения указанного показателя.

2.5.2.3 Удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы сепарата сепаратора-пароперегревателя не должна превышать 0,15 мкСм/см.

2.5.3 Cистема обессоливания турбинного конденсата (UB)

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

2.5.3.1 ФСД системы обессоливания турбинного конденсата должны работать в   
H+– ОН- - форме.

Перед ФСД cистемы обессоливания турбинного конденсатаустановлены регенерируемые катионитные фильтры, находящиеся в H+ - форме.

2.5.3.2 Величина удельной электрической проводимости Н-катионированной пробы конденсата на выходе из каждого ФСД не должна превышать 0,15 мкСм/см.

При подключении группы БОУ после регенерации или простоя в резерве должна проводиться предпусковая отмывка до значения удельной электропроводимости на выходе из ФСД не более 0,15 мкСм/см.

2.5.4 Система дозирования реагентов (UH)

2.5.4.1 С целью поддержания нормируемого значения рН питательной воды, согласно требованиям таблиц F.15 и F.19, должна производиться коррекционная обработка рабочей среды путем дозирования гидразин-гидрата и аммиака (при необходимости).

2.5.4.2 Ввод гидразин-гидрата и аммиака должен производиться с помощью системы ввода корректирующих реагентов с расходом, обеспечивающим необходимую величину рН и концентрации гидразина и аммиака в питательной воде ПГ во всех режимах эксплуатации энергоблока.

Дозирование аммиака осуществляется во всасывающий коллектор питательных насосов, гидразин-гидрата - во всасывающий коллектор конденсатных насосов второй ступени.

2.5.5 Система продувки парогенераторов (RZ)

2.5.5.1 Для поддержания качества продувочной воды ПГ должна производиться продувка с целью выведения из ПГ растворимых и нерастворимых примесей.

2.5.5.2 Непрерывная продувка каждого ПГ должна осуществляться из «солевого» отсека холодного торца и из линий продувки с нижней образующей корпуса ПГ (штуцеров Ду80) и «карманов» коллекторов (штуцеров Ду20).

2.5.5.3 Периодически необходимо увеличивать расход продувки ПГ из линий продувки нижней образующей корпуса ПГ и «карманов» коллекторов как из всех линий совместно, так и по каждой линии раздельно.

Расходы непрерывной продувки ПГ из «солевого» отсека холодного торца и из линий продувки с нижней образующей корпуса ПГ и «карманов» коллекторов, периодичность и длительность увеличения расхода продувки из линий продувки нижней образующей корпуса ПГ и «карманов» коллекторов определяются Руководством по эксплуатации ПГ 446.05 РЭ и регламентом работы системы продувки (RZ).

2.5.5.4 При пуске энергоблока и при переходе с одного уровня мощности на другой продувка каждого ПГ из «солевого» отсека должна поддерживаться на максимально возможном уровне до достижения нормируемых показателей качества рабочей среды.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

2.5.5.5 При отклонении качества продувочной воды из «солевого» отсека от нормируемых значений в области 1-го или 2-го уровня отклонений, согласно таблиц F.17 F.20, расход продувки из «солевого» отсека парогенераторов должен быть увеличен до максимально возможного.

2.5.5.6 Не допускается использовать периодическую продувку для ликвидации отклонений от норм по активности продувочной воды.

2.5.5.7 Отключение непрерывной продувки из «солевого» отсека хотя бы одного ПГ из-за неисправности системы продувки допускается на время не более 8 ч. В случае невозможности восстановления работоспособности системы продувки энергоблок должен быть планово переведен в «холодное» состояние.

2.5.6 Система очистки продувочной воды парогенераторов (UZ)

2.5.6.1 Весь поток продувочной воды парогенераторов после расширителя продувки должен проходить очистку на установке UZ.

2.5.6.2 Качество очищенной продувочной воды ПГ, возвращаемой во второй контур, должно обеспечивать качество рабочих сред согласно требованиям разделам   
2.1-2.4. При этом значение удельной электропроводимости очищенной продувочной воды ПГ на выходе системы UZ (диагностический показатель) не должен превышать 0,3 мкСм/см.

2.5.7 Обработка рабочей среды гидразин-гидратом перед остановом энергоблока для консервации конденсатно-питательного тракта на период останова энергоблока

2.5.7.1 При кратковременных остановах энергоблока на срок менее 3 суток обработку рабочей среды гидразин-гидратом для консервации конденсатно-питательного тракта можно не проводить.

2.5.7.2 Перед остановом энергоблока на срок от 3 суток до 3 месяцев для консервации КПТ в течение 24-48 ч должна осуществляться обработка рабочей среды гидразин-гидратом с поддержанием концентрации гидразина в питательной воде не менее 0,5 мг/дм3.

2.5.7.3 Катионитные фильтры и ФСД установки очистки турбинного конденсата (UB) могут отключаться с момента начала повышенного дозирования гидразин-гидрата.

Парогенераторы в этот период должны поочередно продуваться с максимально возможным расходом.

2.5.7.4 В период проведения обработки рабочей среды гидразин-гидратом допускается увеличение величины рН питательной воды до 9,8, а продувочной воды - до 9,4.

2.5.7.5 После проведения обработки рабочей среды гидразин-гидратом оборудование и трубопроводы могут быть оставлены заполненными питательной водой.

Для проведения гидравлических испытаний оборудование и трубопроводы заполняются обессоленной водой с качеством, согласно п. 2.5.1.3 с добавлением гидразин-гидрата до концентрации гидразина 20-30 мг/дм3 и аммиака до величины рН 9,0-10,5.

После проведения гидравлических испытаний оборудование и трубопроводы могут не дренироваться.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

2.5.8 Химические промывки парогенераторов

2.5.8.1 Химические промывки ПГ должны проводиться в целях удаления отложений и шлама с теплообменных поверхностей, корпуса ПГ и из продувочных линий.

2.5.8.2 Химические промывки ПГ проводятся в период планового расхолаживания РУ. Периодичность промывки каждого ПГ определяется по результатам коррозионного обследования внутренних поверхностей ПГ, оформленным соответствующими протоколами, но не реже 1 раза в 4 года.

2.5.9 Объём и периодичность контроля ВХР второго контура при эксплуатации энергоблока на энергетических уровнях мощности приведены в таблице F21.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F*

Таблица F.21 - Объём и периодичность контроля ВХР второго контура при эксплуатации энергоблока на энергетических уровнях мощности

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Место отбора | Наименование показателей | Периодичность |
| Конденсат за каждой секцией турбины | Удельная электрическая проводимость  Н-катионированной пробы | Автоматически1) |
| Концентрация натрия | Автоматически1) |
| Конденсат за КН первой ступени | Удельная электрическая проводимость  Н-катионированной пробы | Автоматически и 1 раз в сутки в лаборатории |
| Концентрация кислорода | Автоматически1) |
| Концентрация натрия | Автоматически и 1 раз в сутки в лаборатории |
| Конденсат за каждым катионитовым фильтром системы обессоливания турбинного конденсата (UB) | Концентрация железа | 1 раз в сутки в лаборатории |
| Величина pH | 1 раз в сутки в лаборатории |
| Конденсат за каждым ФСДсистемы обессоливания турбинного конденсата (UB) | Концентрация натрия | Автоматически1) |
| Удельная электрическая проводимость | Автоматически1) |
| Конденсат за КН второй ступени | Концентрация аммиака | 1 раз в смену в лаборатории |
| Удельная электрическая проводимость  Н-катионированной пробы | Автоматически1) |
| Питательная вода после деаэратора | Концентрация кислорода | Автоматически1) |
|  |  |  |
| *ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F* | | |
| Продолжение таблицы F.21 | | |
| Место отбора | Наименование показателей | Периодичность |
| Питательная вода за ПВД | Удельная электрическая проводимость  Н-катионированной пробы | Автоматически1) |
| Величина pH | Автоматически1) |
| Концентрация железа | 1 раз в неделю в лаборатории |
| Концентрация меди | 1 раз в неделю в лаборатории |
| Концентрация гидразина | 1 раз в смену в лаборатории |
| Концентрация аммиака | 1 раз в смену в лаборатории |
| Концентрация масел и тяжелых  нефтепродуктов | 2 раза в неделю в лаборатории |
| Продувочная вода каждого ПГ из "солевого" отсека | Концентрация хлорид-иона | Автоматически1) |
| Концентрация натрия | Автоматически1) |
| Концентрация сульфат-иона | Автоматически1) |
| Удельная электрическая проводимость  Н-катионированной пробы | Автоматически1) |
| Величина pH | Автоматически1) |
| Продувочная вода каждого ПГ из объединенной линии продувки | Концентрация натрия | 1 раз в сутки в лаборатории |
| Удельная электрическая проводимость  Н-катионированной пробы | 1 раз в сутки в лаборатории |

| *ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ F* | | |
| --- | --- | --- |
| Продолжение таблицы F.21 | | |
| Место отбора | Наименование показателей | Периодичность |
| Насыщенный пар каждого ПГ | Удельная электрическая проводимость  Н-катионированной пробы | Автоматически или 1 раз в сутки в  лаборатории |
| Вода на выходе системы очистки продувочной воды (UZ) | Удельная электрическая проводимость | Автоматически1) |
| Величина pH | 1 раз в смену в лаборатории |
| Вода бака "грязного" конденсата системы дренажей машзала | Удельная электрическая проводимость  Н-катионированной пробы | Автоматически1) |
| Добавочная вода после ФСД системы обессоливания | Удельная электрическая проводимость | Автоматически или 1 раз в сутки в  лаборатории |
| Величина pH | Автоматически или 1 раз в сутки в  лаборатории |
| Концентрация хлорид-иона | Автоматически или 1 раз в сутки в  лаборатории |
| Концентрация масел и тяжелых  нефтепродуктов | 1 раз в неделю в лаборатории |
| Место отбора | Наименование показателей | Периодичность |
| Вода баков аварийного запаса обессоленной воды | Удельная электрическая проводимость | 1 раз в неделю в лаборатории |
| Вода баков запаса обессоленной воды (UD) | Удельная электрическая проводимость | 1 раз в сутки в лаборатории |
| Величина pH | 1 раз в сутки в лаборатории |
| Концентрация хлорид-иона | 1 раз в сутки в лаборатории |
| Концентрация кремниевой кислоты | 1 раз в неделю в лаборатории |
| Концентрация масел и тяжелых  нефтепродуктов | 1 раз в неделю в лаборатории |
| Концентрация общего органического углерода | 1 раз в неделю в лаборатории |
| Сепарат сепаратора-пароперегревателя | Удельная электрическая проводимость  Н-катионированной пробы | Автоматически1) |
| 1) При отключении приборов автоматического контроля анализы выполняются не реже 1 раза в смену | | |

# ПРИЛОЖЕНИЕ G

Контроль наличия естественной циркуляции

#### 1 Контролировать естественную циркуляцию (ЕЦ) по следующим признакам:

1) запас до вскипания теплоносителя по температуре на выходе из ТВС более 15 °C;

2) давление в ПГ - стабильно или СНИЖАЕТСЯ;

3) температура в горячих нитках - стабильна или СНИЖАЕТСЯ;

4) температура на выходе из ТВС - стабильна или СНИЖАЕТСЯ;

1. температура в холодной нитке - близка к температуре насыщения в ПГ;
2. наличие перепада температуры на петле ГЦТ.

#### 2 При отсутствии естественной циркуляции установить ее кратковременным увеличением сброса пара из ПГ.

#### 3 При ЕЦ не допускать за счёт поддержания уровня в ПГ и регулирования величины сброса пара:

1) увеличения температуры на выходе из наиболее напряженных ТВС более 330 °С;

2) подогрева теплоносителя на любой петле более 55 °C;

3) увеличения разности температур в горячих нитках петель и под крышкой реактора более 50 °С;

4) увеличения скорости расхолаживания более 15 °С/ч.

ПРИЛОЖЕНИЕ H

Пределы по давлению и температуре (Р/Т) в системе теплоносителя реактора



Рисунок Н.1 − Допускаемое давление для режимов разогрева и расхолаживания

ПРИЛОЖЕНИЕ J

Степени «деградации»

1 Деградация СВРК.

Деградация - состояние системы, которое характеризуется наличием отказов в работе или выходом из строя отдельных элементов и узлов, в различной степени влияющих на выполнение системой своих функций.

1.1 Выход из строя измерительной аппаратуры и вычислительной техники.

При выходе из строя двух ВК СВРК (отсутствует какая-либо возможность использовать вычислительные ресурсы ВК для контроля параметров РУ) процессорные возможности СВРК ограничены ПТК-НУ СВРК.

Полный выход из строя ПТК-НУ вызывает потерю информации о текущих нейтронно-физических и теплогидравлических характеристик активной зоны, исключает возможность защиты активной зоны по локальным параметрам, ведения архива текущих событий.

Выход из строя отдельных элементов измерительных каналов ПТК-НУ приводит к деградации информационных возможностей системы, и будет рассматриваться ниже как сокращение количества сигналов датчиков СВРК. Распределение СВРД по каналам защиты приведено в таблице J.1.

1.2 Выход из строя внутриреакторных датчиков.

Деградация проектного набора внутриреакторных датчиков (в зависимости от числа и мест размещения вышедших из строя) может вызвать сокращение или невыполнение функции контроля распределения поля в области активной зоны, где не остается работоспособных датчиков.

1.3 Степени «деградации».

1.3.1 Первая степень «деградации» - когда по причине уменьшения сопротивления изоляции или выхода из строя ДПЗ (ТП) или возникновения значительного уровня помех на кабельных трассах, или выходе из строя какого либо элемента аппаратуры ПТК НУ, некоторые измерительные каналы не способны выполнять свои измерительные функции с заданной погрешностью, либо по причине выхода из строя ДПЗ неконтролируемый объем составляет не более 13 ТВС при условии отсутствия "локальных неконтролируемых участков"[[1]](#footnote-2)\*.

1.3.2 Вторая степень «деградации» - когда по причинам, описанным в 1.3.1, неконтролируемый объем составляет не более 13 ТВС при условии наличия хотя бы одного "локального неконтролируемого участка".

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ J*

1.3.3 Третья степень «деградации» наступает, когда неконтролируемый объем активной зоны составляет от 14 до 82 ТВС.

1.3.4 Четвертая степень «деградации» наступает, когда неконтролируемая ДПЗ часть активной зоны составляет от 82 и более ТВС.

2 Разрешаемая мощность реактора при различной степени деградации датчиков СВРК

2.1 Выход на номинальную мощность после процедуры перегрузок или останова с разуплотнением реактора допускается только при наличии системы, обеспечивающей эффективный контроль активной зоны, и при наличии не менее 90% работоспособных СВРД с условием отсутствия второй степени деградации по ДПЗ.

2.2 При выходе из строя внутриреакторных датчиков необходимо:

при достижении второй степени «деградации» необходимо снизить мощность до 90% от номинальной;

при достижении второй степени «деградации» и одновременно с этим появлением каких-либо признаков переходного режима, необходимо снизить мощность до 85% от номинальной;

при достижении третьей степени «деградации» следует снизить мощность до уровня 80% от номинальной;

при достижении третьей степени «деградации», и одновременно с этим появления каких-либо признаков переходного режима, следует снизить мощность до уровня 70% от номинальной;

при достижении четвертой степени «деградации» реактор должен быть переведен в режим «горячего» останова.

2.3 При выходе из строя стоек ПТК‑З на время более двух часов следует оценить степень «деградации» и, при необходимости, выполнить действия, перечисленные в 2.2.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ J*

Соответствие номеров ТВС и номеров соседних (ближайших)

6 СВРД, их контролирующих

Таблица J.1

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер ТВС | 1 канал | 2 канал | 3 канал | 4 канал | 5 канал | 6 канал |
| 1 | 10(2) | 16(4) | 30(4) | 12(4) | 2(2) | 18(2) |
| 2 | 10(2) | 16(5) | 30(4) | 12(4) | 2(0) | 5(3) |
| 3 | 10(1) | 16(5) | 14(5) | 12(2) | 2(2) | 5(2) |
| 4 | 10(3) | 47(5) | 14(4) | 12(2) | 2(3) | 5(1) |
| 5 | 10(3) | 47(5) | 14(3) | 12(1) | 2(4) | 5(0) |
| 6 | 34(3) | 47(5) | 14(2) | 12(3) | 2(4) | 5(1) |
| 7 | 10(3) | 16(1) | 30(4) | 12(5) | 2(3) | 18(2) |
| 8 | 10(3) | 16(2) | 30(3) | 12(5) | 2(2) | 18(1) |
| 9 | 10(1) | 16(4) | 30(2) | 12(4) | 2(1) | 18(1) |
| 10 | 10(0) | 16(4) | 30(3) | 12(3) | 2(1) | 18(2) |
| 11 | 10(1) | 31(5) | 30(2) | 12(1) | 2(2) | 5(2) |
| 12 | 10(2) | 31(5) | 14(2) | 12(0) | 2(3) | 5(1) |
| 13 | 34(2) | 47(4) | 14(1) | 12(1) | 44(4) | 5(1) |
| 14 | 34(2) | 47(3) | 14(0) | 12(2) | 44(4) | 15(1) |
| 15 | 34(2) | 47(3) | 14(1) | 12(3) | 75(5) | 15(0) |
| 16 | 39(2) | 16(0) | 50(3) | 52(5) | 2(4) | 18(2) |
| 17 | 39(2) | 16(1) | 50(3) | 52(5) | 2(3) | 18(1) |
| 18 | 39(2) | 16(2) | 30(2) | 12(4) | 2(2) | 18(0) |
| 19 | 10(1) | 16(5) | 30(1) | 12(4) | 54(3) | 18(1) |
| 20 | 10(1) | 16(4) | 30(1) | 12(2) | 2(2) | 18(2) |
| 21 | 10(2) | 31(5) | 30(2) | 12(1) | 44(2) | 33(2) |
| 22 | 34(2) | 47(4) | 14(2) | 12(1) | 44(2) | 33(1) |
| 23 | 34(1) | 47(3) | 14(1) | 12(2) | 44(2) | 33(1) |
| 24 | 34(1) | 47(2) | 14(1) | 12(3) | 44(3) | 15(1) |
| 25 | 34(2) | 47(2) | 14(3) | 12(4) | 75(4) | 15(1) |
|  |  |  |  |  |  |  |
| *ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ J*  Продолжение таблицы J.1 | | | | | | |
| Номер ТВС | 1 канал | 2 канал | 3 канал | 4 канал | 5 канал | 6 канал |
| 26 | 39(2) | 16(1) | 50(2) | 52(5) | 79(5) | 18(3) |
| 27 | 39(1) | 16(1) | 50(2) | 52(5) | 54(4) | 18(2) |
| 28 | 39(1) | 16(2) | 30(2) | 52(5) | 54(3) | 18(1) |
| 29 | 39(2) | 16(4) | 30(1) | 52(5) | 54(2) | 18(1) |
| 30 | 39(3) | 31(5) | 30(0) | 12(3) | 54(2) | 18(2) |
| 31 | 10(5) | 31(0) | 30(5) | 52(0) | 112(0) | 106(0) |
| 32 | 34(2) | 31(5) | 30(2) | 12(2) | 44(1) | 33(1) |
| 33 | 34(1) | 47(4) | 14(2) | 12(2) | 44(1) | 33(0) |
| 34 | 34(0) | 47(2) | 14(2) | 12(3) | 44(2) | 33(1) |
| 35 | 34(1) | 47(1) | 59(2) | 71(3) | 44(4) | 15(2) |
| 36 | 34(2) | 47(1) | 59(2) | 71(4) | 75(4) | 15(2) |
| 37 | 39(2) | 16(2) | 50(1) | 52(5) | 79(5) | 18(4) |
| 38 | 39(1) | 16(2) | 50(1) | 52(5) | 79(4) | 18(3) |
| 39 | 39(0) | 16(4) | 50(2) | 52(5) | 54(4) | 18(2) |
| 40 | 39(1) | 16(3) | 30(2) | 52(5) | 54(2) | 18(2) |
| 41 | 39(2) | 93(4) | 30(1) | 12(4) | 54(1) | 18(2) |
| 42 | 39(3) | 31(5) | 30(1) | 71(4) | 54(1) | 70(3) |
| 43 | 68(2) | 97(4) | 30(2) | 71(3) | 44(1) | 33(2) |
| 44 | 34(2) | 47(3) | 59(3) | 71(2) | 44(0) | 33(1) |
| 45 | 34(1) | 97(4) | 59(2) | 71(2) | 44(1) | 33(1) |
| 46 | 34(1) | 47(1) | 59(1) | 71(2) | 44(2) | 33(2) |
| 47 | 34(2) | 47(0) | 59(1) | 71(3) | 44(3) | 15(3) |
| 48 | 34(3) | 47(1) | 59(2) | 71(4) | 75(2) | 15(3) |
| 49 | 90(3) | 16(3) | 50(1) | 94(5) | 79(5) | 78(5) |
| 50 | 39(2) | 76(2) | 50(0) | 94(5) | 79(4) | 78(3) |
| 51 | 39(1) | 16(3) | 50(1) | 94(4) | 79(3) | 78(3) |
| 52 | 39(5) | 31(0) | 50(5) | 52(0) | 112(0) | 106(0) |
| 53 | 39(2) | 93(3) | 30(2) | 94(3) | 54(1) | 18(3) |
| 54 | 68(1) | 93(3) | 30(2) | 94(3) | 54(0) | 70(4) |
|  |  |  |  |  |  |  |
| *ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ J*  Продолжение таблицы J.1 | | | | | | |
| Номер ТВС | 1 канал | 2 канал | 3 канал | 4 канал | 5 канал | 6 канал |
| 55 | 68(1) | 97(4) | 30(2) | 94(3) | 54(1) | 70(2) |
| 56 | 68(2) | 97(3) | 30(3) | 71(2) | 54(2) | 70(1) |
| 57 | 34(2) | 97(3) | 59(2) | 71(1) | 44(1) | 70(1) |
| 58 | 34(5) | 31(0) | 59(5) | 52(0) | 112(0) | 106(0) |
| 59 | 34(2) | 47(1) | 59(0) | 71(2) | 44(3) | 33(3) |
| 60 | 34(3) | 47(1) | 59(1) | 71(3) | 75(2) | 15(4) |
| 61 | 101(3) | 47(2) | 59(2) | 114(5) | 75(1) | 15(4) |
| 62 | 90(3) | 76(1) | 50(2) | 52(5) | 79(5) | 78(4) |
| 63 | 90(4) | 76(1) | 50(1) | 118(4) | 79(4) | 78(3) |
| 64 | 39(2) | 76(2) | 50(1) | 94(4) | 79(2) | 78(1) |
| 65 | 39(2) | 93(2) | 50(2) | 94(3) | 79(1) | 78(1) |
| 66 | 68(2) | 93(2) | 50(3) | 94(2) | 79(1) | 78(2) |
| 67 | 68(1) | 93(2) | 109(4) | 94(2) | 54(1) | 70(3) |
| 68 | 68(0) | 93(3) | 109(4) | 94(2) | 54(1) | 70(2) |
| 69 | 68(1) | 97(2) | 109(3) | 71(2) | 54(3) | 70(1) |
| 70 | 68(2) | 97(2) | 109(3) | 71(1) | 44(2) | 70(0) |
| 71 | 34(3) | 97(2) | 59(2) | 71(0) | 44(2) | 70(1) |
| 72 | 34(3) | 47(2) | 59(1) | 71(1) | 44(4) | 70(2) |
| 73 | 101(2) | 47(2) | 59(1) | 71(2) | 75(2) | 70(3) |
| 74 | 101(2) | 47(2) | 59(2) | 114(4) | 75(1) | 15(5) |
| 75 | 101(2) | 47(3) | 59(4) | 114(4) | 75(0) | 15(5) |
| 76 | 90(1) | 76(0) | 50(2) | 118(4) | 79(3) | 78(2) |
| 77 | 90(1) | 76(1) | 50(2) | 118(3) | 79(2) | 78(1) |
| 78 | 90(2) | 93(2) | 50(2) | 118(3) | 79(1) | 78(0) |
| 79 | 68(3) | 93(1) | 50(3) | 94(2) | 79(0) | 78(1) |
| 80 | 68(2) | 93(1) | 109(3) | 94(1) | 79(1) | 78(2) |
| 81 | 68(1) | 93(2) | 109(2) | 94(1) | 54(2) | 70(3) |
| 82 | 68(1) | 97(2) | 109(2) | 94(2) | 54(2) | 70(2) |
| 83 | 68(2) | 97(1) | 109(2) | 71(2) | 54(3) | 70(1) |
| 84 | 123(3) | 97(1) | 99(2) | 71(1) | 54(4) | 70(1) |
|  |  |  |  |  |  |  |
| *ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ J*  Продолжение таблицы J.1 | | | | | | |
| Номер ТВС | 1 канал | 2 канал | 3 канал | 4 канал | 5 канал | 6 канал |
| 85 | 123(3) | 97(2) | 99(1) | 71(1) | 44(3) | 70(2) |
| 86 | 101(3) | 97(3) | 99(1) | 71(2) | 44(4) | 70(3) |
| 87 | 101(1) | 47(3) | 99(2) | 114(2) | 75(3) | 136(4) |
| 88 | 101(3) | 127(3) | 99(3) | 114(2) | 75(1) | 70(5) |
| 89 | 90(1) | 76(1) | 117(3) | 118(4) | 139(4) | 78(3) |
| 90 | 90(0) | 76(1) | 117(2) | 118(3) | 79(3) | 78(2) |
| 91 | 90(1) | 76(2) | 117(2) | 118(2) | 79(2) | 78(1) |
| 92 | 90(2) | 93(1) | 117(2) | 118(2) | 79(1) | 78(1) |
| 93 | 90(3) | 93(0) | 109(4) | 94(1) | 79(1) | 78(2) |
| 94 | 68(2) | 93(1) | 109(5) | 94(0) | 79(2) | 78(5) |
| 95 | 68(2) | 93(2) | 109(1) | 94(1) | 54(3) | 70(3) |
| 96 | 68(2) | 97(1) | 109(1) | 94(2) | 54(3) | 70(2) |
| 97 | 68(3) | 97(0) | 109(2) | 71(2) | 112(5) | 70(5) |
| 98 | 123(2) | 97(1) | 99(1) | 71(2) | 44(4) | 70(2) |
| 99 | 101(2) | 97(2) | 99(0) | 114(2) | 75(5) | 70(3) |
| 100 | 101(1) | 97(3) | 99(1) | 114(1) | 112(5) | 136(5) |
| 101 | 101(0) | 127(2) | 99(2) | 114(1) | 75(2) | 136(4) |
| 102 | 101(1) | 127(2) | 99(3) | 114(2) | 75(2) | 136(5) |
| 103 | 90(1) | 76(2) | 117(2) | 118(3) | 139(3) | 78(3) |
| 104 | 90(1) | 76(2) | 117(1) | 118(2) | 139(3) | 78(2) |
| 105 | 90(2) | 93(2) | 117(1) | 118(1) | 79(2) | 78(2) |
| 106 | 132(5) | 31(0) | 117(5) | 133(0) | 112(0) | 106(0) |
| 107 | 132(2) | 93(1) | 109(2) | 94(1) | 131(2) | 78(3) |
| 108 | 132(2) | 93(2) | 109(1) | 94(1) | 131(2) | 78(4) |
| 109 | 123(2) | 97(2) | 109(0) | 94(2) | 131(3) | 70(3) |
| 110 | 123(1) | 97(1) | 109(1) | 94(3) | 145(3) | 70(3) |
| 111 | 123(1) | 97(1) | 109(2) | 71(3) | 145(3) | 136(2) |
| 112 | 123(5) | 31(0) | 99(5) | 133(0) | 112(0) | 106(0) |
| 113 | 101(3) | 127(2) | 99(1) | 114(1) | 145(4) | 136(3) |
|  |  |  |  |  |  |  |
| *ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ J*  Продолжение таблицы J.1 | | | | | | |
| Номер ТВС | 1 канал | 2 канал | 3 канал | 4 канал | 5 канал | 6 канал |
| 114 | 101(2) | 127(1) | 99(2) | 114(0) | 75(3) | 136(5) |
| 115 | 101(1) | 127(1) | 99(4) | 114(1) | 75(5) | 136(4) |
| 116 | 90(2) | 76(3) | 117(1) | 118(2) | 139(2) | 78(3) |
| 117 | 90(2) | 76(3) | 117(0) | 118(1) | 139(2) | 78(3) |
| 118 | 90(3) | 93(2) | 117(1) | 118(0) | 131(2) | 78(3) |
| 119 | 132(2) | 93(2) | 117(2) | 118(1) | 131(1) | 106(5) |
| 120 | 132(1) | 93(2) | 109(2) | 94(2) | 131(1) | 106(5) |
| 121 | 132(1) | 93(3) | 109(1) | 94(2) | 131(2) | 153(3) |
| 122 | 123(1) | 97(2) | 109(1) | 94(3) | 145(2) | 136(3) |
| 123 | 123(0) | 97(2) | 109(2) | 148(4) | 145(2) | 136(2) |
| 124 | 123(1) | 97(2) | 147(2) | 148(3) | 145(2) | 136(1) |
| 125 | 123(2) | 97(3) | 147(2) | 114(2) | 145(3) | 136(1) |
| 126 | 101(2) | 127(1) | 147(2) | 114(1) | 145(4) | 136(2) |
| 127 | 101(2) | 127(0) | 147(3) | 114(1) | 75(4) | 136(4) |
| 128 | 90(4) | 150(3) | 117(1) | 118(2) | 139(1) | 106(5) |
| 129 | 90(3) | 150(2) | 117(1) | 118(1) | 139(1) | 78(4) |
| 130 | 132(2) | 150(2) | 117(2) | 118(1) | 131(1) | 153(4) |
| 131 | 132(1) | 150(2) | 117(3) | 141(1) | 131(0) | 106(5) |
| 132 | 132(0) | 150(3) | 109(2) | 141(2) | 131(1) | 153(2) |
| 133 | 132(5) | 31(0) | 109(5) | 133(0) | 112(0) | 106(0) |
| 134 | 123(1) | 97(3) | 109(2) | 141(4) | 145(1) | 136(2) |
| 135 | 123(1) | 97(3) | 147(2) | 148(3) | 145(1) | 136(1) |
| 136 | 123(2) | 97(3) | 147(1) | 148(2) | 145(2) | 136(0) |
| 137 | 123(4) | 127(2) | 147(1) | 148(1) | 145(3) | 136(1) |
| 138 | 101(3) | 127(1) | 147(2) | 148(1) | 145(4) | 136(2) |
| 139 | 158(4) | 150(2) | 117(2) | 141(2) | 139(0) | 153(5) |
| 140 | 158(3) | 150(1) | 117(2) | 141(1) | 139(1) | 153(4) |
| 141 | 132(2) | 150(1) | 117(3) | 141(0) | 131(1) | 153(3) |
| 142 | 132(1) | 150(2) | 160(2) | 141(1) | 131(1) | 153(2) |
|  |  |  |  |  |  |  |
| *ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ J*  Продолжение таблицы J.1 | | | | | | |
| Номер ТВС | 1 канал | 2 канал | 3 канал | 4 канал | 5 канал | 6 канал |
| 143 | 132(1) | 150(3) | 160(2) | 141(2) | 131(2) | 153(1) |
| 144 | 132(2) | 163(3) | 160(2) | 141(3) | 145(1) | 153(1) |
| 145 | 123(2) | 163(3) | 147(2) | 148(3) | 145(0) | 136(2) |
| 146 | 123(2) | 163(2) | 147(1) | 148(2) | 145(1) | 136(1) |
| 147 | 123(3) | 163(2) | 147(0) | 148(1) | 145(2) | 136(1) |
| 148 | 123(4) | 127(2) | 147(1) | 148(0) | 145(3) | 136(2) |
| 149 | 158(2) | 150(1) | 117(3) | 141(2) | 139(1) | 153(4) |
| 150 | 158(1) | 150(0) | 160(5) | 141(1) | 139(2) | 153(5) |
| 151 | 158(1) | 150(1) | 160(2) | 141(1) | 131(2) | 153(2) |
| 152 | 158(2) | 150(3) | 160(1) | 141(2) | 131(3) | 153(1) |
| 153 | 132(2) | 163(3) | 160(1) | 141(3) | 145(2) | 153(0) |
| 154 | 132(2) | 163(2) | 160(2) | 148(4) | 145(1) | 153(1) |
| 155 | 123(3) | 163(1) | 147(2) | 148(3) | 145(1) | 153(2) |
| 156 | 123(3) | 163(2) | 147(2) | 148(2) | 145(3) | 136(2) |
| 157 | 123(3) | 163(2) | 147(2) | 148(1) | 145(5) | 136(2) |
| 158 | 158(0) | 150(1) | 160(2) | 141(3) | 139(4) | 153(4) |
| 159 | 158(1) | 150(2) | 160(1) | 141(2) | 139(4) | 153(2) |
| 160 | 158(2) | 150(3) | 160(0) | 141(3) | 145(3) | 153(1) |
| 161 | 158(3) | 163(2) | 160(1) | 148(5) | 145(2) | 153(1) |
| 162 | 158(4) | 163(1) | 160(2) | 148(4) | 145(2) | 153(2) |
| 163 | 158(5) | 163(0) | 147(3) | 148(4) | 145(2) | 136(4) |

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ J*

3 Функционирование СКУД при отказах

При отказе одного комплекта ПТК-З СВРК обеспечивает формирование сигналов защиты активной зоны по внутриреакторным локальным параметрам с помощью второго комплекта ПТК-З. Так как оба комплекта ПТК-3 гальванически развязаны и находятся в различных помещениях, то отказ одного комплекта ПТК-3 не влияет на работоспособность другого комплекта ПТК-3, однако при этом увеличивается погрешность определения расчетных параметров в ВК СВРК, в том числе коэффициентов, необходимых для перекалибровки ПТК-З. При отказе одного канала в комплекте ПТК-З также обеспечивает формирование сигналов защиты с помощью оставшихся в работе каналов ПТК-З одного комплекта. Дефект должен быть устранен в течение не более 8 ч.

Отказом является событие, заключающееся в невыдаче при наличии аномалий в виде локального перегрева, либо ложной выдаче защитных сигналов при отсутствии таковых аномалий, или неисправность в цепях формирования защиты, выявленная самодиагностикой. При неисправности ПТК-З (не позволяющей выдавать сигнал защиты), формируется защитный сигнал, который передается в соответствующий канал УСБИ и сопровождается сигналом неисправность в технологическую сигнализацию, а также в СВБУ.

С точки зрения надежности формирования сигналов защиты допускается одновременный отказ (без потери точности расчета локальных параметров в каналах ПТК-З, куда поступают сигналы исправных датчиков) следующих нижеперечисленных датчиков СВРК:

до двух датчиков контроля температуры теплоносителя на каждой из холодных ниток циркуляционных петель первого контура (не более одного датчика на каждый комплект ПТК-З);

до двух датчиков давления на выходе из активной зоны (не более одного датчика на каждый комплект ПТК-З);

до двух датчиков перепада давления на каждом ГЦНА (не более одного датчика на каждый комплект ПТК-З);

до двух датчиков частоты питания каждого ГЦНА ((не более одного датчика на каждый комплект ПТК-З);

до двух датчиков мощности каждого ГЦНА (не более одного датчика на каждый комплект ПТК-З);

до двух датчиков состояния (включен-отключен) каждого ГЦНА (не более одного датчика на каждый комплект ПТК-З).

Информация о неисправности датчиков поступает в СВБУ.

Отказы перечисленных датчиков (за исключением датчиков контроля температуры и датчиков частоты питания каждого ГЦНА) должны быть устранены в течение 8 ч. При данных отказах сигналы защиты в соответствующих каналах ПТК-З не формируются. Отказы датчиков температуры, а также отказы датчиков частоты питания каждого ГЦНА должны быть устранены в течение ближайшего ППР.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ J*

Деградация СВРК в части выполнения функции внутриреакторного контроля, включая деградацию датчиков, описана в п. 2 настоящего приложения.

В случае отказа одного из шкафов ПТК-ИУ второй шкаф обеспечивает функционирование системы, так как сигналы, поступающие в ПТК-ИУ, размножаются в клеммном шкафу. При отказе клеммного шкафа или обоих шкафов ПТК-ИУ функции ПТК-ИУ не выполняются. В этом случае ухудшается точность определения мощности реактора и связанных с ней величин. Также ухудшается точность определения мощности реактора в случае отказа датчиков, сигналы которых поступают в ПТК-ИУ и участвуют в расчете этой мощности. Дефект должен быть устранен в течение не более восьми часов, в противном случае мощность РУ должна быть снижена до 98 % от номинальной.

При отказе одного ВК ВУ СВРК или одного из дублированных сетевых устройств СВРК другой ВК или другое сетевое устройство обеспечивают полное функционирование системы. При этом допускается работа блока на номинальной мощности до устранения дефекта. При отказах обоих ВК ВУ СВРК или дублированных сетевых устройств СВРК допускается работа на уровне мощности 100% Nном не более двух часов, при этом при возникновении переходного режима (по данным от других систем энергоблока) необходимо снизить мощность до 90 % от номинальной. При невосстановлении работоспособности в течении двух часов допускается работа на уровне мощности 90 % от номинальной до устранения дефекта, но не более 16 часов при условии стационарности процессов.

При отказе СКА (и или АРМ РК из состава СВБУ) в части выполнения «Сервисных функций СВРК» соответствующие функции не выполняются до устранения дефекта. Дефект должен быть устранен в течение не более 72 часов, в противном случае должна быть выведена из эксплуатации функция защиты по внутриреакторным локальным параметрам. В период опытной эксплуатации функции защиты по локальным параметрам при отказе СКА на срок более 72 часов ограничения на эксплуатацию РУ не накладываются. По окончании опытной эксплуатации функции защиты по локальным параметрам по ее результатам определяются ограничения на эксплуатацию РУ при отказе СКА более 72 часов.

При отказе СК-НУ СКУД функционирует в полном объеме, за исключением контроля функционирования ПТК-НУ. Допустимое время отказа СК-НУ не более 720 часов.

При отказе любого шкафа ПТК-ВРШД оставшиеся шкафы ПТК-ВРШД выполняют свои функции в объеме поступающих в них шумовых (переменных) составляющих сигналов ДПЗ. Соответственно контроль локального объемного кипения в активной зоне осуществляется в СКА (ППО ВРШД) только по полученным сигналам ДПЗ. При отказе обоих коммутаторов СВРК или обоих ВК ВУ СВРК функция контроля локального кипения в активной зоне не осуществляется.

При отказе одного из группы датчиков, передающих сигнал в один из ПТК СКТ (ПТК САКТ или ПТК СКТВ) и контролирующих появление течи теплоносителя на одном из участков РУ, контроль осуществляется оставшимися датчиками с ухудшением точности определения величины и места возникновения течи с помощью данного ПТК СКТ. При отказе единственного датчика, передающего сигнал в один из ПТК СКТ (ПТК САКТ или ПТК СКТВ) и контролирующего появление течи теплоносителя на одном из участков РУ, контроль осуществляется с помощью датчика (датчиков), передающего

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ J*

сигналы в другой ПТК СКТ. При отказе одного из ПТК СКТ (ПТК САКТ или ПТК СКТВ) контроль появления течи теплоносителя обеспечивается с помощью другого ПТК СКТ.

При отказах всех датчиков СКТ, контролирующих один из участков РУ, или отказах обоих ПТК СКТ функция контроля течи теплоносителя не выполняется. Время устранения дефекта не более 72 часов.

ПРИЛОЖЕНИЕ K

Регламент эксплуатации АСУ ТП

Принятые в приложении К сокращения:

ИЧ - исполнительная часть

ЛЧ - логическая часть

ИК - измерительный канал

ТО - техническое обслуживание

ПИП - первичный измерительный преобразователь

ЗБ - защиты и блокировки

РЭ - руководство по эксплуатации

УНО – устройство накопления и обработки информации

ЭД - эксплуатационная документация

1 Введение

1.1 Настоящее приложение определяет виды, периодичность, состав и методы проведения технического обслуживания (ТО) АСУ ТП, включая защиты и блокировки (ЗБ) с целью поддержания проектных характеристик и показателей системы.

1.2 Пределы и условия безопасной эксплуатации рассматриваются применительно к приведенным в п. 3.2.1 Регламента проектным состояниям нормальной эксплуатации:

1. работа на мощности (включает в себя режим работы на четырех петлях и режимы работы с неполным числом петель);
2. реактор на МКУ мощности;
3. «горячее» состояние;
4. «холодное» состояние;
5. останов для ремонта;
6. перегрузка топлива.

1.3 Настоящий материал определяет основные процедуры по выявлению, устранению дефектов и проведению ТО средств и подсистем АСУТП. Действия персонала по определению необходимости разгрузки блока, опробованию каналов систем безопасности и т.п. вытекающие из оценки состояния АСУ ТП определяются в основной части регламента.

1.4 Настоящие положения распространяются на средства и системы автоматизации, входящие в АСУ ТП энергоблока:

СВБУ;

КЭ СУЗ;

УСБ, включая инициирующую и исполнительную часть УСБТ и АЗ/ПЗ;

СКУД;

СКУ РО, СКУ ТО и СКУ ЭЧ, СКУ В, СКУ ТГ;

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ K*

средства ОДУ на БПУ и РПУ;

СРК, САППЗ.

1.5 Работоспособность АСУ ТП и ее элементов, включая ЗБ, оценивается по:

соответствию заданным нормам точности, надежности и временным характеристикам, установленным в формулярах на ПТК или подсистемы;

готовности к работе в соответствии с проектными алгоритмами;

полноте выполнения функций, определенных проектом и ЭД.

Работоспособность ИК, ЗБ, АР, сигнализации и дистанционного управления должна подтверждаться соответствующими распечатками архива АСУ ТП после проверок.

1.6 Контроль за работой программно-технических средств должен постоянно осуществляться с АРМ АСУ ТП в объеме диагностики, заложенной в проекте и ЭД.

1.7 Нормы точности измерительных каналов обеспечиваются ведомственной или государственной метрологической поверкой ИК во время ППР. В таблице К.1 приведены требуемые нормы.

Таблица К.1

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование параметра | Основная погрешность измерения не более, % | |
| Защиты и блокировки | Представление параметров |
| Температура | ± 1,5 | ± 2,0 |
| Давление, перепад давления | ± 1,0 | ± 1,5 |
| Уровень | ± 1,0 | ± 1,5 |
| Расход | ± 4,0 | ± 4,0 |
| Концентрация бора | ± 4,0 | ± 4,0 |
| Хим. параметры | ± 6,0 | ± 6,0 |
| Концентрация Н2, О2 | ± 6,0 | ± 6,0 |
| Влажность | ± 6,0 | ± 6,0 |
| Ток, напряжение, активная мощность | ± 2,0 | ± 2,0 |
| Примечание. В таблице указаны нормы точности представления параметров на мониторах рабочих станций БПУ, РПУ. Указанные выше нормы точности относятся к верхнему значению шкалы ИК. | | |

2 Основные положения по эксплуатации ЗБ

2.1 Требования проведения ТО защит и блокировок распространяется на:

- аварийные защиты (A3), предупредительные защиты (ПЗ) и систему ускоренной разгрузки блока (УПЗ) и РОМ;

- защиты и блокировки систем безопасности (УСБ);

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ K*

- защиты и блокировки систем нормальной эксплуатации (СНЭ).

2.2 Защиты и блокировки должны находиться в работе в течение всего времени работы оборудования, на котором они установлены, за исключением:

- обнаружения неисправности ЗБ;

- перевода в режим "ремонт" соответствующего технологического оборудования в соответствии с утвержденной "Инструкцией по эксплуатации..." этого оборудования;

- при продувке или ремонте импульсной линии, проверке "нуля", замене ПИП на групповом устройстве отбора импульса;

- отключения отдельных ЗБ в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации реакторной установки при переводе РУ в другие эксплуатационные состояния.

2.3 Организационные мероприятия, связанные с выводом защит для проведения ТО и последующим их вводом, или устранением неисправности должны выполняться по распоряжению ГИС в соответствии с установленным на АЭС порядком и с учетом требований регламента.

2.4 При проверке защиты или блокировки на работающем оборудовании, связанной с переводом защиты на сигнал, при срабатывании аварийной или предупредительной сигнализации, связанной с выведенной защитой, оперативный персонал должен действовать в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

2.5 В состояниях 1, 5 и 6 могут быть выведены персоналом из работы ЗБ, кроме ЗБ находящегося в дежурстве, оборудования систем безопасности и работающего оборудования в случаях, указанных в п. 2.2.

2.6 Установлены следующие способы ввода и вывода защит и блокировок в работу и из работы для проведения работ:

- управления «накладкой» с АРМ ВИУР, АРМ ВИУТ;

- подключением программатора.

2.7 Выполнение работ по вводу и выводу защит должно осуществляться по решению НСБ, зафиксировано в архиве СВБУ и журнале ввода-вывода ЗБ.

2.7.1 Порядок ввода и вывода защит должен выполняться в соответствии с ЭД.

2.7.1.1 Ввод и вывод защит через управление «накладками» необходимо осуществлять следующим образом:

Ввод или вывод защиты производится оперативным персоналом с видеокадра АРМ (ИУР/ИУТ) путем ввода или вывода соответствующей накладки. Ввод защиты на АРМ ИУР производится путем установки значения накладки "0", на АРМ ИУТ значением накладки "1". Вывод защиты на АРМ ИУР производится установкой значения накладки "1", вывод защиты на АРМ ИУТ производится установкой значения накладки "0".

Перед вводом защиты необходимо выполнить следующие действия:

- через НС АСУ ТП проверить отсутствие срабатывания сигналов по измерительным каналам, участвующим в формировании алгоритма защиты;

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ K*

- если вводимый алгоритм защиты имеет индикацию на видеокадре «защита на сигнал», необходимо убедиться в отсутствии срабатывания этого сигнала.

2.7.2 Вывод защиты или канала защиты с помощью подключения программатора и имитации необходимых параметров допускается для НЭ во всех состояниях, для СБ - в состояниях 1, 2, 5 и 6. Использование (установка и снятие) программатора должно регистрироваться.

2.7.3 Использование программатора для ввода и вывода ЗБ, имитации аналоговых и дискретных сигналов, а также использование других сервисных средств должно быть лицензировано для соответствующей деятельности и обосновано верификационными отчетами.

2.8 Для АЗ/ПЗ предусматривается:

- вывод одного ИК при неисправности аппаратуры ПИП, АЗТП и АЛОС в нем с обеспечением перевода его в сработанное состояние;

- вывод комплекта из работы на время отыскания неисправности и проверке ИЧ КЭ СУЗ.

2.9 Если указанные выше методы неприемлемы для проверки и устранения неисправности ЗБ, включая ее ИЧ на работающем энергоблоке и дистанционное управление, допускается отключение в режимах 1, 5 и 6 штатными средствами цепей воздействия на объект или отсоединения отдельных жил кабелей с принятием мер, обеспечивающих последующий контроль подключения входных цепей с записью в соответствующем журнале. На работающем оборудовании отключение цепей контроля и управления, кроме специальных клемм аналоговых сигналов, не допускается.

2.10 Замена неисправных модулей ТПТС может выполняться с соблюдением персоналом требований инструкций по эксплуатации без выключения стойки в целом.

2.11 О выявленных самодиагностикой или персоналом при ТО неисправностях должен быть поставлен в известность НСБ и определено влияние на выполнение функций УСБ.

2.12 В случаях когда дефект в ЗБ не приводит к потере работоспособности УСБТ внеочередное опробование других каналов СБ не предусматривается.

2.13 В случае отклонения режима работы энергоблока от эксплуатационных пределов и условий проведение плановых периодических ТО должно быть прекращено, и работоспособность проверяемых систем должна быть восстановлена.

2.14 Перед пуском энергоблока после ППР или капитального ремонта должны быть опробованы ЗБ энергоблока в полном объеме. Допускается производить опробование ЗБ по частям: раздельное опробование ИК, ЛЧ, ИЧ по мере готовности оборудования и параметров к проверке.

2.15 До ввода разрывных защит должна быть выполнена сверка показаний измерительных каналов на индивидуальных приборах и мониторах рабочих станций СВБУ и должно быть подтверждено, что рассогласование аналоговых сигналов, измеренных датчиками контролирующими один параметр, используемых в каналах защит, блокировок, показывающих приборов и регистрируемых в СВБУ, находится в пределах нормы точности и, при необходимости, устранены сигналы рассогласования.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ K*

2.16 В случаях, когда при опробовании ЗБ выявлено наличие неисправностей в СВБУ или в сигнализации, что не позволило получить полную фиксацию их работы, неисправности подлежат устранению. После чего, должна быть повторно опробованы ЗБ в части контроля прохождения незафиксированных сигналов.

2.17 При опробовании многоканальных защит и блокировок ("2 из 3" или "2 из 2" должны проверяться):

- несрабатывание защиты при поочередном срабатывании каждого канала;

- несрабатывание защиты или ее канала при отсутствии каждого из условий их срабатывания или наличия запрета на ее работу;

- срабатывание защиты при любых сочетаниях каналов ("1 и 2", "1 и 3", "2 и 3") и наличии всех условий ее работы. При этом должен быть проконтролирован сигнал о неисправности одного датчика.

2.18 При опробовании многоканальных защит и блокировок, оснащенных тремя датчиками контроля параметра и уставка срабатывания которых сравнивается со средним

значением с вычетом неисправного датчика, должны проверяться:

- несрабатывание защиты при сигнале срабатывании одного ИК;

- несрабатывание защиты при отсутствии условий ее срабатывания или наличия запрета на ее работу;

- срабатывание защиты при сигналах ИК превышающих уставку и наличии всех условий ее работы. При этом должен быть проконтролирован сигнал о неисправности одного датчика.

2.19 При опробовании на остановленном оборудовании нескольких защит, имеющих общие выходные команды, проверку воздействия на общую ИЧ достаточно выполнять один раз.

2.20 При наличии нескольких дублированных цепей выдачи команды защитой или блокировкой на управление арматурой, механизмом или клапаном, работоспособность каждой из них должна быть проверена на остановленном энергоблоке при соответствующем ТО.

3 Виды, объем, периодичность проведения технического обслуживания

3.1 ТО ЗБ проводится в следующих случаях:

- перед вводом технологических систем в работу на остановленном в ППР энергоблоке;

- перед пуском после простоя от 3 до 10 суток (см. п.3.4);

- перед пуском после простоя более 10 суток. (см. п.3.3);

- периодически на работающем энергоблоке УСБИ и исполнительной части АЗ, в соответствии с утвержденными графиками ТО;

- перед вводом систем и агрегатов в работу на работающем энергоблоке;

- перед вводом ЗБ в работу после ремонтных работ в цепях ЗБ на работающем энергоблоке;

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ K*

- по результатам выявленных самодиагностикой или персоналом дефектов;

- в особых случаях, при нарушениях в работе оборудования, изменении условий или уставок действия защит и блокировок;

- после останова энергоблока, связанного с технологической аварией или неисправностью оборудования;

- после изменений условия работы ЗБ или схемных решений.

3.2 Перед пуском энергоблока после ежегодного ППР должны быть проверены ТЗБ энергоблока в полном объеме.

3.3 Перед пуском блока после простоя более 10 суток (между ежегодными ППР) должны быть проведены следующие ТО:

- ТО5 двух комплектов A3-ПЗ, УПЗ;

- должны быть проверены ТЗБ систем и агрегатов, которые выводились в ремонт;

- должны быть проверены ТЗБ, в цепях которых проводились работы;

- должны быть устранены дефекты, проверены ТЗБ, по которым имеются сигналы о

неисправностях /кроме рассогласований ИК/;

- должны быть проверены ТЗБ систем и агрегатов одного канала УСБТ, который должен опробоваться по графику первым;

- должны быть проверены ТЗБ УСБТ всех каналов, а также оборудования, которое не проверяется на работающем энергоблок.

3.4 Перед пуском энергоблока после простоя от 3 до 10 суток должны быть проведены следующие ТО:

- ТО5 двух комплектов A3;

- должны быть проверены ЗБ систем и агрегатов, которые выводились в ремонт;

- должны быть проверены ЗБ, в цепях которых проводились работы;

- должны быть устранены дефекты и проверены ЗБ, по которым имеются сигналы о неисправностях /кроме рассогласований ИК/.

3.5 Периодичность проведения ТО ЗБ на работающем энергоблоке приведена в таблице К.2.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ K*

Таблица К.2

| Вид ТО | Обслуживание | Частота |
| --- | --- | --- |
| ТО1 | 1 Контроль параметров, положения арматуры и табло на панелях безопасности и нормальной эксплуатации.  2 Контроль протокола сигнализации и обобщенных видеокадров.  3 Опробование табло и индикаторов сигнализации и звука.  4 Контроль за состоянием СКУД | Один раз в смену  Постоянно, при появлении звукового сигнала  Один раз в смену  Один раз в смену в объеме требований РЭ |
| ТО2 | 1 Контроль дискретных и аналоговых сигналов при опробовании каналов систем безопасности по распечаткам СВБУ.  2 Контроль соответствия параметров на индивидуальных приборах ПБ и мониторах РС и устранение дефекта при нарушении норм точности, указанных в таблице К.1.  3 В части СВРК - проверки в объеме требований к проверкам АЗ, ПЗ. | Один раз в 720 час |
| ТО3 | 1 Опробование запретов дистанционного управления и дистанционного управления оборудованием СБ (поочередно с БПУ и РПУ)  2 Переключения резервированных средств автоматизации (переход с рабочей сервера, коммутатора и ЛВС на резервные): УДУ, КЭ СУЗ, СВБУ и СКУД.  3 Проверка исполнительной части АЗ (1 раз в полгода) | Один раз в 2160 час или при внеплановом останове |
| ТО4 | Продувка импульсных труб | Один раз после ППР для ПИП перепада давления и при устранении дефекта ИК для всех ПИП при необходимости. |
| ТО5 | Комплексная проверка защит и блокировок, дистанционного управления и технологической сигнализации | Не реже одного раза в 1,5 года и перед пуском после ППР после простоя более 10 суток.  В части АЗ/ПЗ проверки выполнять с учетом п.п 3.2, 3.3, 3.4 настоящего приложения К. |
| ТО6 | Регламентное обслуживание средств и ПТК в объеме требований ИЭ АСУ ТП. | Не реже одного раза в 1,5 года |

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ K*

Примечание: ТО систем и оборудования АСУ ТП не вошедших в таблицу К2 проводится отдельно согласно действующих инструкций по эксплуатации.

3.6 Допускается отклонение от сроков проведения плановых ТО ЗБ:

- до 10 суток для ТО с периодичностью 1 месяц;

- до 1 месяца для ТО с периодичностью 6 и более месяцев.

3.7 Если в течение 10 суток после установленного графиком срока проведения ТО с периодичностью один месяц ожидается плановый останов агрегата или энергоблока, то проверка переносится на период останова.

3.8 Если за десять дней до установленного графиком срока проведения ТО имела место проверка технологических защит и блокировок на остановленном энергоблоке, которая подтверждена соответствующими материалами, то на работающем энергоблоке очередное ТО может не проводиться.

3.9 Перед вводом систем и агрегатов в работу на работающем блоке должны быть проверены ЗБ оборудования, которое выводилось в ремонт.

3.10 Должны быть опробованы ЗБ, в цепях которых проводились работы на работающем блоке.

3.11 При проведении ТО по выявленным дефектам, проводится устранение выявленных замечаний, проверка всех цепей и технических средств, к которым имел доступ персонал. При опробовании подлежат все активные и пассивные элементы, участвующие в цепи приема, обработки и реализации команд и информации.

3.12 После останова, связанного с технологической аварией или неисправностью оборудования должны быть проверены ЗБ по специально разработанным программам.

3.13 ТО ЗБ на остановленном энергоблоке или отдельном агрегате, системе при работе энергоблока, а также в цепях ЗБ на работающем блоке, включая работы, связанные с устранением неисправностей в цепях ЗБ проводятся в соответствии с установленной периодичностью и объемом работ (см. табл. К.2) по специально разработанным программам с соблюдением условий и пределов безопасной эксплуатации.

3.14 Внеплановые ТО проводятся по специальным программам при изменении уставок, алгоритмов, условий работы или проектных решений. При этом должно выполняться ТО5 в объеме технологического оборудования, на которые может оказать влияние принятые изменения.

3.15 Опробование каналов безопасности в части САОЗ должно осуществляться поочередно по графику по следующей методике:

- имитация срабатывания одной из защит /по очереди, кроме защит действующих на закрытие локализующей арматуры/;

- проверка включения соответствующего оборудования;

- отключение ввода питания 10 кВ с БПУ и РПУ / два месяца с БПУ и раз в квартал с РПУ/;

- проверка отключения необходимой нагрузки с секции и ступенчатый пуск агрегатов.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ K*

4 Пределы и условия безопасной эксплуатации

Ниже установлены УБЭ и указаны ограничения по времени для устранения дефектов.

При невыполнении требуемых действий за установленное время, действия персонала по разгрузке блока, переводу в другие состояния и пр. определяются разделом 5 технологической части регламента и инструкциями по эксплуатации соответствующего технологического оборудования.

При неработоспособности одной из функций УСБТ канал рассматривается как неработоспособный и должны быть выполнены опробования других каналов СБ по данной функции.

При выходе параметров окружающей среды за указанные в ТУ или РЭ пределы в течение 6 часов или при выходе параметров электроснабжения за допустимые границы должны быть приняты меры к восстановлению рабочих параметров и до устранения указанных отклонений соответствующие системы должны рассматриваться как неработоспособные.

4.1 Управляющая система безопасности по технологическим параметрам (УСБТ).

В состав системы входят ПИП, УСБИ, ТПТС, УДУ и средства контроля и управления на панелях безопасности, а также кабельные соединения.

УБЭ: УСБТ должна быть работоспособна в соответствии с требованиями таблицы К.3.

Применимость: состояния 1, 2, 3, 4, 5 и 6.

К числу резервированных элементов относятся:

- ПИП при троировании или дублировании датчиков;

- УСБИ в составе АЗТП и АЛОС;

-УДУ/ кроме УДУ-03/;

- ТПТС в части резервированных модулей;

- Аппаратура электропитания ТПТС, УДУ, УСБИ, БПУ и РПУ.

Перечень резервированной аппаратуры должен быть указан в ЭД.

Действия и времена устранения дефектов приведены в таблице К.3.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ K*

Таблица К.3

| Условие | Требуемое действие | Время выполнения |
| --- | --- | --- |
| А. УСБТ канала СБ является неработоспособным по одной из технологических функций из-за дефекта не резервированных средств или двух дефектов | А1. Действия оператора определяются основной частью регламента/см раздел 5.1.3.1/  И  А2. Провести работы по восстановлению работоспособности и техническому обслуживанию в объеме опробования по функции, в которой устранен дефект | 24 часа |
| В. Дефект в резервированной части аппаратуры УСБТ одного канала СБ | В1. Провести работы по восстановления и техническому обслуживанию | 72 часа |
| С. Два канала безопасности в части системы УСБТ является неработоспособными по одной из технологических функций из-за дефекта не резервированных средств или двух дефектов | С1. Действия оператора определяются основной частью регламента /см раздел 5.1.3.1/  И  С2. Провести работы по восстановлению работоспособности и техническому обслуживанию в объеме опробования по функции, в которой устранен дефект в одном из двух каналов | 24 часа |
| D. Неисправность одного из трех ИК по одному параметру в одном канале СБ | D1. Проверить отсутствие сигналов неисправности в других ИК  И  D2. Выполнить процедуры по восстановлению работоспособности и убедиться в отсутствии дефектов по завершению работы | 24 часа |
| E. Неисправность АОП в части сигналов УСБИ | E1. Провести работы по восстановлению и техническому обслуживанию в объеме опробования по функции, в которой устранен дефект | 72 часа |
| Примечание. При отказе одного из трех ПИП, размещенных в гермообъеме, дефект может быть устранен в первый останов блока при условии ужесточения мер контроля за данным каналом УСБТ или приведения этого ИК в сработанное состояние | | |

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ K*

4.2 Системы контроля и управления нормальной эксплуатации на базе ТПТС

В состав системы входят ПИП, ТПТС, включая шлюзы и шкафы питания, и средства контроля и управления на панелях и пультах БПУ, а также кабельные соединения связи.

СКУ должны быть работоспособны в соответствии с требованиями таблицы К.4.

Применимость: состояния 1, 2, 3, 4, 5 и 6.

К числу резервированных элементов относятся:

- ПИП при троировании или дублировании датчиков;

- ТПТС в части резервированных модулей;

- аппаратура электропитания ТПТС, БПУ и РПУ.

Перечень резервированной аппаратуры должен быть указан в ЭД.

Применимость: состояния 1, 2, 3, 4, 5 и 6.

Действия и времена устранения дефектов приведены в таблице K.4.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ K*

Таблица К.4

| Условие | Требуемое действие | Время выполнения |
| --- | --- | --- |
| А. Часть системы СКУ является неработоспособным по одной из технологических функций из-за дефекта не резервированных элементов | А1. Провести работы по восстановлению работоспособности и техническому обслуживанию в объеме опробования по функции, в которой устранен дефект | 24 часа |
| В. Дефект в резервированной части аппаратуры ТПТС | В1. Провести работы по восстановления и техническому обслуживанию | 72 часа |
| С. Неисправность одного из 2 или 3 датчиков в цепях ЗБ или импульсной линии к нему или в кабеле ввода информации в ТПТС | С1. Провести работы по восстановлению и техническому обслуживанию и опробованию в объеме функции, в которой устранен дефект.  При использовании сигнала в защите перевести ее на сигнал на время производства работ.  ИЛИ  С2. По распоряжению НСБ для резервированного оборудования вывести оборудование в ремонт и на остановленном оборудовании провести работы по восстановлению и техническому обслуживанию и опробованию в объеме функции, в которой устранен дефект. | 72 часа |
| D. Продувка импульсной линии к одному из двух или трех ПИП/датчиков/ ввода информации в ТПТС | D1. При использовании сигнала в защите перевести ее на сигнал.  И  D2. Провести работы по восстановлению и техническому обслуживанию и опробованию в объеме функции, в которой устранен дефект | 72 часа |
| Е. Неисправность в одном или группе приборов на БПУ | Е1. Провести работы по восстановлению и техническому обслуживанию в объеме опробования по функции, в которой устранен дефект | 72 часа |
| Примечания. Предельное время, отведенное на устранение дефекта или отказа, отсчитывается от момента выявления события.  Дефектный элемент должен быть выявлен за время не более 8 час, входящих в общее время устранения дефекта  При невозможности устранения дефекта за разрешенное время планово перевести РУ в режим 4 | | |

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ K*

4.3 Система аварийной защиты

В состав системы аварийной защиты входит следующее оборудование:

1) инициирующая часть (два трехканальных комплекта оборудования). В состав каждого из комплектов входят:

- первичные измерительные преобразователи, включая средства контроля сейсмики;

- аппаратура контроля нейтронного потока;

- аппаратура защиты по технологическим параметрам (3 шкафа АЗТП АЗ, ПЗ);

- аппаратура логической обработки сигналов защиты (3 шкафа АЛОС АЗ, ПЗ).

2) исполнительная часть (два комплекта оборудования). В состав каждого из комплектов входят:

- устройства формирования аварийных команд (2 шкафа ШАК1М);

- устройство управления силовыми контакторами (2 шкафа ШПУК);

- шкаф с силовыми контакторами по переменному току (2 шкафа ШП6М);

- шкаф с силовыми контакторами по переменному току (2 шкафа ШП6М1)

ключи ручного аварийного останова реактора (2 ключа БПУ и 2 ключа на РПУ).

Условия безопасной эксплуатации: система аварийной защиты должна быть работоспособна в соответствии с требованиями таблицы К.5, а также в соответствии с таблицей 5.1.3.1 раздела 5 настоящего регламента.

Применимость: состояние энергоблока 1 и 2.

В состояниях 1-5 должны быть работоспособны средства, обеспечивающие представление информации на БПУ и РПУ.

В состояниях 1-6 должны быть работоспособны средства, обеспечивающие отключение оборудования и представление информации при сейсмических воздействиях.

В таблице К.5 содержится перечень требуемых действий оперативного персонала при работе на энергетических уровнях мощности, в зависимости от состава работоспособного оборудования в системе аварийной защиты реактора.

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ K*

Таблица К.5

| Условие | Требуемое действие | Время выполнения |
| --- | --- | --- |
| А. Неисправность блоков детектирования (пусковой и рабочий диапазоны) нейтронного потока в одном из внереакторных каналов либо неисправность в одном из шкафов УНО АКНП при работе на мощности | A1. Вывести комплект в ремонт  И  A2. Устранить неисправность в УНО АКНП, провести ТО в объеме проверки ИК и ввести его в работу  A3. При невыполнении А1 и А2 за заданное время и при отсутствии сигналов о неисправности во втором комплекте перевести канал АЛОС в сработанное состояние и продолжить устранение дефекта  А4. При невыполнении А3 за заданное время– Действия персонала определяются основной частью регламента. | 8 час    Немедленно |
| В. Неисправность блоков детектирования нейтронного потока (в пусковом диапазоне или диапазоне источника) в одном из вне реакторных каналов либо неисправность в одном из шкафов УНО АКНП при уровне мощности  (10-8 - 10-2) % Nном | В1. Вывести комплект в ремонт, отключить неисправный ИК / шкаф УНО АКНП, либо шкаф УНО АКНП с неисправным блоком детектирования/.  И  В2. Стабилизация мощности на уровне не более 10-2 % Nном  И  В3. Устранить неисправность АКНП, провести ТО и ввести шкаф УНО АКНП в работу или подключить резервные блоки  В4. При невыполнении В3 за заданное время – Действия персонала определяются основной частью регламента. | 8 час    Немедленно |
| С. Один канал ручного аварийного останова реактора находится не в работоспособном состоянии | С1. Восстановить работоспособное состояние канала  С2. При невыполнении С1 за заданное время – Действия персонала определяются основной частью регламента. | 24 часа  Немедленно |

| *ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ K* | | |
| --- | --- | --- |
| Продолжение таблицы К.5 | | |
| Условие | Требуемое действие | Время выполнения |
| D. Один канал аварийной защиты (АЗТП АЗ и/или АЛОС АЗ) в первом комплекте находится не в работоспособном состоянии и/или один канал аварийной защиты (АЗТП АЗ и/или АЛОС АЗ) во втором комплекте находится не в работоспособном состоянии | D1. Вывести комплект в ремонт.  И  D2. Восстановить работоспособное состояние канала или каналов , провести ТО и ввести шкафы АЗТП АЗ и/или АЛОС АЗ в работу  D3. При невыполнении D1 и D2 за заданное время – Действия персонала определяются основной частью регламента. | 8час  Немедленно |
| Е. Вывод в проверку одного комплекта (одновременно выводится в проверку только один канал инициирующей части) АЗ при условии работоспособности защит в другом комплекте АЗ | Е1. Провести проверку выведенного комплекта и убедиться в его исправности  Е2. При невыполнении Е1 за заданное время– действие персонала определяются основной частью регламента. | 8 часов  Немедленно |
| F. Два и более каналов в различных комплектах (инициирующая часть) находятся в неработоспособном состоянии (отказ на требование) | F1. Аварийный останов реактора кнопкой ручного аварийного останова реактора | Немедленно |
| G. Отказ в одном из комплектов исполнительной части | G1. Вывести комплект в ремонт и не производить действий по изменению мощности блока  И  G2. Устранение неисправности  И  G3. При невыполнении G1 и G2 за заданное время - действие персонала определяются основной частью регламента. | 8 часов  Немедленно |
| K. Отказ двух комплектов исполнительной части | K1. Аварийный останов реактора кнопкой ручного аварийного останова реактора или снятием электропитания с КЭ СУЗ | Немедленно |
| L. Неисправность одного из трех ИК по одному параметру в одном комплекте в импульсной части. | L1. Проверить отсутствие сигналов неисправности в комплектах АЗ.  И  L2. Перевести неисправный канал по данному параметру двух комплектов АЗ в сработанное состояние и выполнить процедуры по восстановлению его работоспособности , убедиться в отсутствии дефектов по завершению работы и ввести канал двух комплектов АЗ в работу  L3. При невыполнении L1 и L2 в за заданное время - действие персонала определяются основной частью регламента. | 24 часа  Немедленно |

4.4 СКУД – это система контроля, управления и диагностики, функционирующая в составе АСУТП.

В состав СКУД входят следующие подсистемы и программно-технические комплексы:

- подсистема внутриреакторного контроля (СВРК);

- подсистема контроля вибраций (СКВ);

- подсистема виброконтроля ГЦНА (СВК ГЦНА);

- подсистема контроля течи теплоносителя первого контура РУ (СКТ);

- подсистема обнаружения свободных предметов (СОСП);

- сервер комплексного анализа (СКА).

В состав подсистемы внутриреакторного контроля (СВРК) входят:

- первичные преобразователи;

- ПТК, выполняющий функции формирования и передачи в АЛОС АЗ-ПЗ сигналов аварийной и предупредительной защиты активной зоны при превышении линейным энерговыделением допустимых пределов, при снижении запаса до кризиса теплообмена ниже допустимых пределов (ПТК-З) в количестве 6 шкафов;

- ПТК, выполняющий информационно-управляющие функции (ПТК–ИУ), в количестве двух шкафов;

- ПТК, выполняющий функции предварительной обработки переменных составляющих сигналов ДПЗ (ПТК-ВРШД), в количестве двух шкафов;

- клеммный шкаф, обеспечивающий размножение входных сигналов для ПТК‑ИУ;

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ K*

- локальная сеть нижнего уровня (ЛС НУ) типа CAN (ISO 11898), предназначенная для обмена информацией между техническими средствами ПТК-З, а также между ПТК-ИУ;

- вычислительные комплексы верхнего уровня ВК ВУ в количестве двух серверов (ВК ВУ №1, ВК ВУ №2);

- локальная сеть ЛС СВРК (IEEE802.3, протокол TCP-IP), состоящая из 2-х коммутаторов СВРК, находящихся в ВК ВУ №1 и ВК ВУ №2, сетевых карт и сетевого ПО, установленного в абонентах сети, оптических кабелей связи и кроссовых оптических шкафов (ШКО). ЛС СВРК представляет собой дублированную гальванически развязанную сеть, по которой осуществляется обмен информацией между техническими средствами ПТК СВРК, между техническими средствами ПТК СВРК и другими подсистемами СКУД.

Условия безопасной эксплуатации, а также степени деградации приведены в приложении J

4.5 Аппаратура контроля перегрузки.

Система контроля перегрузки состоит из двух трёхканальных комплектов. Каждый из каналов состоит из блока детектирования, нормирующих преобразователей, и вторичной измерительной аппаратуры. В состав комплектов системы входят также средства сигнализации (световые табло «стоп», «реверс» и акустические средства), расположенные на БПУ, пульте перегрузочной машины и у дежурного физика, позволяющие контролировать плотность потока тепловых нейтронов при перегрузке.

Не менее одного комплекта системы контроля перегрузки должна быть работоспособна в эксплуатационном состоянии энергоблока 5 и 6.

Применяемость: состояния 5 и 6.

Требуемые действия и время их выполнения приведены в таблице К.6.

Таблица К.6

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Условие | Необходимые действия | Время выполнения |
| А. Один канал контроля перегрузки неисправен | А1. Восстановить работоспособность канала | До устранения неисправности |
| В. Два и более каналов контроля перегрузки неисправны | В1. Остановить перегрузку  И  В2. Восстановить работоспособность каналов | До устранения неисправности |
| С. Один оптико-акустический сигнализатор неисправен | С1. Восстановить работоспособность сигнализатора | До устранения неисправности |

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ K*

4.6 Система предупредительной защиты реактора и аппаратура РОМ

В состав системы предупредительной защиты входит следующее оборудование:

1) инициирующая часть (два трехканальных комплекта оборудования).

В состав каждого из комплектов входят:

- первичные измерительные преобразователи;

- аппаратура контроля нейтронного потока;

- аппаратура защиты по технологическим параметрам АЗТП /общие для АЗ, ПЗ/;

- аппаратура логической обработки сигналов защиты АЛОС /общие для АЗ, ПЗ/;

2) исполнительная часть (два комплекта оборудования).

В состав каждого из комплектов входят:

- устройства формирования аварийных команд (4 шкафа ШAK1M, общие для АЗ и ПЗ);

- устройство формирования команд ПЗ-1, ПЗ-2 (шкаф ПРСМ);

- устройство формирования команд УПЗ (шкаф ПРСМУ).

В состав аппаратуры РОМ входит следующее оборудование:

1) инициирующая часть (два трехканальных комплекта оборудования);

2) аппаратура логической обработки и исполнительная часть является общей с системой предупредительной защиты.

Предупредительная защита реактора и аппаратура РОМ должны быть работоспособны в эксплуатационном состоянии энергоблока 1 в соответствии с таблицей 5.1.3.1 раздела 5 настоящего регламента.

В состояниях 1-5 должны быть работоспособны средства, обеспечивающие представление информации на БПУ и РПУ.

4.7 Система группового и индивидуального управления приводами ОР СУЗ

В состав системы группового и индивидуального управления приводами ОР СУЗ входит следующее оборудование:

- 2 шкафа ПП26М

- шкаф ПП28М

- шкаф ПП29М

- шкаф ПП30М

- шкаф шкаф ПРС1М

- 2 шкафа серверов ШСРК

- 11 шкафов контроля и управления ПКУ1М;

- 21 шкаф силового управления ОР СУЗ ПСУ2М

- Монитор, панель индивидуального выбора, ключи команд и БПУ

- индикаторы положения ОР СУЗ на БПУ и РПУ

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ K*

- ключи переключения режимов управления ОР СУЗ

Система группового и индивидуального управления приводами ОР СУЗ, относящаяся к системам нормальной эксплуатации, должна быть работоспособна в эксплуатационных состояниях энергоблока 1, 2 в соответствии с таблицей 5.1.3.1 раздела 5 настоящего регламента.

4.8. Автоматический регулятор мощности РУ /АРМ/

Система автоматического регулирования мощности реактора состоит двух идентичных двухканальных автоматических регуляторов мощности АРМ6М АРМ, относящийся к устройству нормальной эксплуатации, должен быть работоспособен в эксплуатационном состоянии энергоблока 1 в соответствии с таблицей 5.1.3.1 раздела 5 настоящего регламента.

4.9 СВБУ

СВБУ, является системой нормальной эксплуатации, должна быть работоспособной по выполнению заданных функций с необходимым качеством в соответствии с таблицей К10.

Применяемость: состояния 1, 2, 3, 4, 5 и 6.

Действия и времена устранения дефектов приведены в следующей таблице К.10.

Таблица К.10

| Условие | Требуемое действие | Время выполнения |
| --- | --- | --- |
| А. Часть системы СВБУ / Рабочая станция/ является неработоспособной по одной из функций из-за дефекта не резервированных средств в состояниях 2,3,4. | А1. Провести работы по восстановлению работоспособности и техническому обслуживанию в объеме опробования по функции, в которой устранен дефект  И  А2. Необходимую информацию вывести на работоспособные мониторы, включая протокол сигнализации | 72 часа  До устранения неисправности |
| В. Дефект в резервированной части аппаратуры /сервер, коммутатор, ЛВС/ | В1. Провести работы по восстановления и техническому обслуживанию | До устранения неисправности |

*ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ K*

Продолжение таблицы К.10

| Условие | Требуемое действие | Время выполнения |
| --- | --- | --- |
| С. Часть или вся система СВБУ является неработоспособной по одной из функций контроля и управления, не позволяющая на рабочем месте ИУР или ИУТ получить необходимую информацию или выдать команду | С1. Прекратить действия по изменению режима работы блока  И  С2. Провести работы по восстановлению работоспособности и техническому обслуживанию в объеме опробования по функции, в которой устранен дефект  С3. При невыполнении С2 за заданное время - перевести блок в состояние 3 используя резервную зону и ОМС. | Немедленно  2 часа  Немедленно |
| D. Рабочая станция НС АСУ ТП является неработоспособной по одной из функций из за дефекта не резервированных средств. | D1. Устранить дефект. На время устранения принять организационные меры по контролю за средствами АСУ ТП | 72 часа  /В состояниях 1, 5 и 6 – до устранения дефекта/ |

ЛИСТ ОЗНАКОМЛЕНИЯ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| №№ п.п. | Должность | Фамилия И.О. | Дата | Подпись |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

| Изменение | Номера листов (страниц) | | | | Номер документа, обоснование | Дата | Подпись | Срок |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Измен. | Заменен | Новых | Анулир. |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Лист ознакомления с изменениями

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | Изменение  №\_\_\_от\_\_\_\_\_\_ |  | Изменение  №\_\_\_от\_\_\_\_\_\_ |  | Изменение  №\_\_\_от\_\_\_\_\_\_ |  |
| Должность | Фамилия, инициалы | Подпись | Дата ознакомления | Подпись | Дата ознакомления | Подпись | Дата ознакомления |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |

1. \* «Локальным неконтролируемым участком» называется участок активной зоны, в котором у неконтролируемой по причине выхода из строя СВРД ТВС все соседние ТВС также являются неконтролируемыми по причине выхода из строя соответствующих СВРД. ТВС считается неконтролируемой по причине выхода из строя СВРД, если среди шести контролирующих ее СВРД четыре (или более) неисправны. СВРД считается неисправным, если в нем вышло из строя более двух ДПЗ. [↑](#footnote-ref-2)