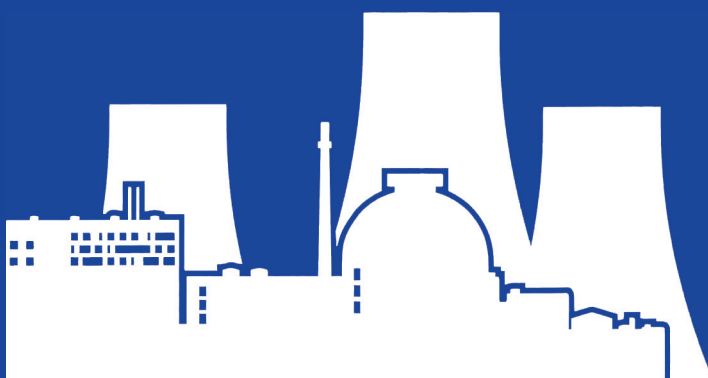


**В.П. Поваров, В.Ф. Украинцев,
С.Л. Витковский, Д.Б. Стацура,
И.Н. Гусев, М.Ю. Тучков,
П.В. Поваров, Д.С. Смородинов**



РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС-2006



РОСАТОМ

**В.П. Поваров, В.Ф. Украинцев,
С.Л. Витковский, Д.Б. Стацура,
И.Н. Гусев, М.Ю. Тучков,
П.В. Поваров, Д.С. Смородинов**

РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС-2006

Нововоронежская АЭС
Техническая академия Росатома
2022

УДК 621.311.25

ББК 31.47

П 42

Поваров В.П.

П 42 Режимы эксплуатации АЭС-2006 / В.П. Поваров, В.Ф. Украинцев, С.Л. Витковский, Д.Б. Стацура, И.Н. Гусев, М.Ю. Тучков, П.В. Поваров, Д.С. Смородинов. – Воронеж: Диамат, 2022. – 398 с., ил.
ISBN 978-5-6048703-6-5

Основная цель настоящей книги – описать режимы эксплуатации энергоблоков АЭС-2006 с реакторами ВВЭР-1200, ограничения, накладываемые на режимы эксплуатации оборудования, систем, реакторной установки и энергоблока в целом.

В первую очередь рассматриваются режимы нормальной эксплуатации, включая работу на мощности, пуск, останов, перегрузку топлива.

В качестве основной целевой аудитории данной книги были приняты специалисты в области использования атомной энергии, а также студенты профильной специальности «Эксплуатация АЭС» и смежных специальностей. Однако авторы прилагали специальные усилия для того, чтобы книга была доступна и полезна всем, кто интересуется темой атомной энергетики независимо от уровня специальных знаний.

Материал представлен прежде всего с точки зрения эксплуатационного персонала – операторов блочных пунктов управления энергоблоков, специалистов технической поддержки, административно-технического персонала. В качестве источников информации использованы преимущественно именно те документы, которые используются работниками эксплуатационных подразделений АЭС.



9 785604 870365

УДК 621.311.25

ББК 31.47

© Коллектив авторов, 2022

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ СОКРАЩЕНИЙ	6
ПРЕДИСЛОВИЕ	11
ВВЕДЕНИЕ	14
1 ПРОЕКТНАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ РЕЖИМОВ АЭС-2006	16
1.1 Общие подходы к ядерной безопасности АС	16
1.1.1 Основные определения.....	16
1.1.2. Фундаментальные цели и основы безопасности.	20
1.1.3 Целевые ориентиры безопасности.....	21
1.1.4 Система физических барьеров	23
1.1.5 Концепция глубоко эшелонированной защиты	24
1.2 Проектная классификация режимов эксплуатации АС	28
2 ПРЕДЕЛЫ И УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ	32
2.1 Пределы безопасной эксплуатации	32
2.1.1 Пределы безопасной эксплуатации, по технологическим параметрам.....	32
2.1.2 Пределы безопасной эксплуатации по радиационным параметрам.....	44
2.2 Условия безопасной эксплуатации	46
2.3 Эксплуатационные пределы по технологическим параметрам	66
2.4 Эксплуатационные пределы по радиационным параметрам	82
2.4.1 Эксплуатационные пределы по выбросам в атмосферу радиоактивных газов и аэрозолей.....	82
2.4.2 Эксплуатационные пределы по сбросам радионуклидов в открытые водоемы	85
2.5 Допустимые технологические параметры в стационарном состоянии в базовом режиме	85
2.6 Ограничения по условиям нагружения оборудования	87
2.7 Поддержание водно-химического режима	93

2.7.1 Назначение водно-химического режима и средства его поддержания	93
2.7.2 ВХР первого контура	94
2.7.3 ВХР второго контура	102
3 СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГОБЛОКА ПРИ НОРМАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	114
3.1 Состояния нормальной эксплуатации.....	114
3.2 Границы между состояниями нормальной эксплуатации	119
3.3 Переходные режимы реактора	120
4 ПУСК ЭНЕРГОБЛОКА	123
4.1 Заполнение 1 контура.....	123
4.2 Разогрев 1 контура до температуры проверки плотности при рабочем давлении и до температуры гидравлических испытаний.....	126
4.3 Проверка плотности и гидравлические испытания 1 контура.....	134
4.4 Проверка плотности и гидравлические испытания 2 контура.....	138
4.5 Ввод в работу систем ТО.....	144
4.6 Разогрев до номинальных параметров.....	180
4.7 Выход на МКУ	186
4.8 Включение энергоблока в сеть.....	195
4.9 Подъем мощности.....	208
5 РАБОТА НА МОЩНОСТИ.....	219
5.1 Организация эксплуатации.....	219
5.1.1 Задачи и организационная структура эксплуатации	219
5.1.2 Техническая документация.....	222
5.1.3 Оперативно-диспетчерское управление	225
5.1.5 Предупреждение и ликвидация нарушений в энергосистеме, тепловой сети	227
5.1.6 Управление оборудованием энергообъектов	229
5.1.7 Оперативный персонал энергообъектов.....	230
5.1.8 Оперативные переключения на АС.....	233

5.2 Эксплуатация энергоблока в состоянии «работа на мощности»	241
5.3 Маневренные режимы энергоблока	269
5.3.1 Общие положения о маневренных режимах энергоблока	269
5.3.2 Цели испытаний энергоблока	271
5.3.3 Особенности управления энергоблоком в процессе испытаний	272
5.3.4 Описание испытаний энергоблока	275
5.3.5 Порядок проведения испытаний энергоблока.....	275
5.3.1 Выводы по разделу 5.3.....	286
5.4 Алгоритмы управления мощностью и распределением энерговыделением при работе на мощности	288
5.4.1 Контроль энерговыделения	288
5.4.2 Система контроля управления диагностики- СКУД	289
5.4.3 Управление процессами ксенонового отравления	291
5.4.4 Управляющие воздействия	295
6 СНИЖЕНИЕ МОЩНОСТИ И ОСТАНОВ ЭНЕРГОБЛОКА	310
6.1 Снижение мощности энергоблока	310
6.2 Проверки в процессе снижения мощности, перевод ЭБ на МКУ	315
6.3 Расхолаживание энергоблока	319
7 ПРОВЕРКИ И ИСПЫТАНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ.....	327
7.1 Проверки и испытания СБ	327
7.2 Испытания и проверки СНЭ важных для безопасности.....	371
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	394
ЛИТЕРАТУРА	397

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АЗ	– аварийная защита реактора
а.з.	– активная зона
АКГА	– аппаратура контроля работы гидроамортизаторов
АКНП	– аппаратура контроля нейтронного потока
АО	– аксиальный оффсет
АР	– автоматический регулятор
АРМ	– автоматический регулятор мощности
АС	– атомная станция
АСУ	– автоматизированная система управления
АСУ ТП	– автоматизированная система управления технологическими процессами
АФП	– аппаратура физического пуска (поддиапазон мощности)
БАВ	– большой аварийный выброс радиоактивных веществ в окружающую среду
БВ	– бассейн выдержки
БД	– блоки детектирования
БЗТ	– блок защитных труб
БРУ-А	– быстродействующая редуцирующая установка с выхлопом в атмосферу
БРУ-Д	– быстродействующая редуцирующая установка с выхлопом в деаэратор
БРУ-К	– быстродействующая редуцирующая установка с выхлопом в конденсатор турбины
БПУ	– блочный пункт управления
ВАБ	– вероятностный анализ безопасности
ВВЭР	– водо-водяной энергетический реактор
ВКУ	– внутрикорпусные устройства
ВП	– выгорающий поглотитель
ГЕ	– гидроемкость САОЗ

- г/кг, г/дм³ – значение концентрации борной кислоты, выраженное в ГБК/кгН₂О.
- ГО – (также ЗГО) герметичная оболочка (или защитная гермооболочка)
- ГРР – главный разъем реактора
- ГЦНА – главный циркуляционный насосный агрегат
- ГЦТ – главный циркуляционный трубопровод
- ГЭЗ – глубоко эшелонированная защита
- ДГ – дизель генераторы
- ДИ – диапазон источника
- ДП – диапазон пусковой
- ДПЗ – детектор прямого заряда
- ДПШ – датчик положения шаговый
- ДР – дистанционирующая решетка
- ДЦ – диспетчерский центр
- ЗПА – запроектная авария
- ИИИ – источник ионизирующих излучений
- ИК – импульсный клапан
- ИПУ – импульсно-предохранительное устройство
- ИС – исходное событие
- КГО – система контроля герметичности оболочек твэлов
- КД – компенсатор давления
- КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика
- КИУМ – коэффициент использования установленной мощности
- КД – компенсатор давления
- КНИТ – канал нейтронных измерений и температуры
- КПД – коэффициент полезного действия
- КТИ – коэффициент технического использования
- МАГАТЭ – Международное Агентство по атомной энергии
- МКУ – минимально контролируемый уровень мощности
- МП – машина перегрузочная
- МПА – максимальная проектная авария
- МПП – междупрокладочная полость

MSK-64	– Шкала землетрясений
MPЗ	– максимальное расчетное землетрясение
НВД	– насосы высокого давления САОЗ
НД	– нормативная документация
НЖУ	– нижние жесткие упоры
НК	– направляющий канал (СУЗ)
НКР	– напорная камера реактора
ННД	– насосы низкого давления САОЗ
ННУЭ	– нарушение нормальных условий эксплуатации
НРБ	– нормы радиационной безопасности
НС АС	– начальник смены АС
НСБ	– начальник смены блока
НСО	– начальник смены очереди
НС ТАИ	– начальник смены цеха ТАИ
НТД	– нормативно-техническая документация
НУЭ	– нормальные условия эксплуатации
ОТВС	– отработавшие ТВС
ОЯБиН	– отдел ядерной безопасности и надежности
ОЯТ	– отработавшее ядерное топливо
ПА	– проектная авария
ПГ	– парогенератор
ПЗ	– предупредительная защита
ПК	– предохранительный клапан
ПЛИС	– программируемые Логические Интегральные Схемы
ППР	– планово-предупредительный ремонт
ПС	– поглощающий стержень
ПЭЛ	– поглощающий элемент
РАО	-- радиоактивные отходы
РБ	– руководство по безопасности
РО	– реакторное отделение
РО СУЗ	– рабочий орган (СУЗ)
РОМ	– алгоритм регулирования ограничения мощности

РУ	– реакторная установка
РПУ	– резервный пункт управления
САОЗ	– система аварийного охлаждения активной зоны
СБ	– система безопасности
СВО	– система специальной водоочистки
СВРК	– система внутрореакторного контроля
СВРД	– система внутрореакторных детекторов
СКП	– система контроля перегрузки
СКР	– сборная камера реактора
СКУД	– системы контроля, управления и диагностики
СОАД	– симптомно-ориентированные аварийные действия
СОДС	– система обнаружения дефектных сборок
СН	– электроснабжение для обеспечения собственных нужд
СНЭ	– системы нормальной эксплуатации
СПАЗ	– система пассивного залива а.з. (она же гидроаккумуляторы-2, ГА-2)
СПОТ	– Система пассивного отвода тепла
СЦР	– самоподдерживающаяся цепная реакция
СУЗ	– система управления и защиты реактора
ТВС	– тепловыделяющая сборка
ТВЭГ	– тепловыделяющий элемент с гадолинием
ТВЭЛ	– тепловыделяющий элемент
ТГ	– турбогенератор
ТЗИБ	– технологические защиты и блокировки
ТКР	– температурный коэффициент реактивности
ТОБ	– техническое обоснование безопасности
ТУ	– технические условия
ТЭН	– трубчатый электронагреватель
ТЭП	– термо электрический преобразователь
ТЭР	– температурный эффект реактивности
УПЗ	– ускоренная предупредительная защита
УСБИ	– управляющая система безопасности – иницилирующая часть

- УСБТ – управляющая система безопасности по технологическим параметрам
 - ФНП – федеральные нормы и правила
 - ФСКУ – функция системы контроля и управления
 - ФФБ – фундаментальная функция безопасности
 - ХСТ – хранилище свежего топлива
 - ЦВД – цилиндр высокого давления
 - ЦНД – цилиндр низкого давления
 - ШЭМ – шаговый электромагнитный привод
 - ЭБ – энергоблок
 - ЯР – ядерный реактор
 - ЯЭУ – ядерная энергетическая установка
-
- ATWS – Anticipated Transient without Scram (переходной процесс при несрабатывании аварийной защиты реактора в аварийных режимах)
 - DBC – (Design basis condition) режимы базового проектирования
 - DEC – (Design extended condition) запроектные условия
 - DNB – (departure Nuclear Boiling) -Запас до кризиса теплообмена, °C
 - DNBR – (departure Nuclear Boiling Relative)- запас до кризиса теплообмена, относительный
 - LOCA – Loss of Coolant Accident (авария с потерей теплоносителя 1-го контура)

ПРЕДИСЛОВИЕ

АС с реакторами ВВЭР строятся и эксплуатируются в России и за рубежом с 60-х годов прошлого столетия (первый блок ВВЭР пущен на Нововоронежской АЭС в 1965г.).

Первый энергоблок поколения 3+ также введен в эксплуатацию на площадке Нововоронежской АЭС, им стал энергоблок №1 НВАЭС-2 с реактором ВВЭР-1200, сооруженный по проекту АЭС-2006. В настоящее время энергоблоки АЭС-2006 с реакторами ВВЭР-1200 успешно эксплуатируются на Нововоронежской АЭС-2 (блоки 1 и 2), на Ленинградской АЭС-2 (блоки 1 и 2).

Проект АЭС-2006 разработан в соответствии с Федеральной целевой программой "Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007 – 2010 годы и на перспективу до 2015 года". Цель проекта — достижение современных показателей безопасности и надёжности при оптимизированных капитальных вложениях на сооружение станции [1-5]. Главная особенность проекта – использование дополнительных пассивных систем безопасности в сочетании с активными традиционными системами [6].

Оборудование и технологические системы проекта «АЭС-2006» в условиях аварий по эффективности снижения выбросов продуктов деления в окружающую среду соответствуют, а в некоторых случаях имеют более высокий уровень по сравнению с зарубежными проектами реакторов EPR-1600, AP-1000 и Hoowlong.

Проект АЭС-2006 существует в двух вариантах, которые используют унифицированную реакторную установку, но имеют значительные отличия в части общей компоновки зданий и сооружений, а также конфигурации систем безопасности. Первый вариант проекта был разработан Московским институтом «Атомэнергопроект» на базе проекта АЭС-91, реализованного на АЭС «Куданкулам». Второй вариант был разработан Санкт-Петербургским институтом «СпбАЭП» на базе проекта АЭС-92, реализованного на АЭС «Тяньвань».

Дальнейшим развитием проекта АЭС-2006 является проект ВВЭР-ТОИ, по которому ведется сооружение энергоблоков №1 и №2 Курской АЭС-2.

Энергоблоки АЭС-2006 и ВВЭР-ТОИ и реакторами ВВЭР-1200/ВВЭР-1300

Энергоблок	Реакторная установка	Дата начала сооружения	Дата ввода в промышленную эксплуатацию
№1 НВАЭС-2	В-392М	24.06.2008	27.02.2017
№2 НВАЭС-2	В-392М	12.06.2009	31.10.2019
№1 ЛАЭС-2	В-491	25.10.2008	29.10.2018
№2 ЛАЭС-2	В-491	15.04.2010	18.03/2021
№1 Белорусской АЭС	В-491	08.11.2013	02.06.2021
№2 Белорусской АЭС	В-491	27.04.2014	<i>(пока не введен)</i>
№1 КуАЭС-2	В-510К	29.04.2018	-
№2 КуАЭС-2	В-510К	15.04.2019	-
№1 АЭС Руппур	В-523	30.11.2017	-
№2 АЭС Руппур	В-523	14.06.2018	-
№1 АЭС Аккую	В-509	03.04.2018	-
№2 АЭС Аккую	В-509	08.04.2020	-
№3 АЭС Аккую	В-509	01.03.2021	-

АС с реакторами ВВЭР-1200 сооружаются не только в России, но и во многих зарубежных странах, таких как Белоруссия, Бангладеш, Турция. Ведутся переговоры и процесс заключения контрактов с Египтом, Венгрией, Финляндией, Узбекистаном. Также планируется сооружение блоков АЭС-2006 в Китае и Индии (на новых площадках). Определяющим фактором, который позволил заключать контракты и сооружать АС с ВВЭР является референтность блоков с подтвержденным высоким уровнем безопасности энергоблоков с ВВЭР-1200 поколения 3+. Однако эти планы могут иметь право на жизнь только в одном случае – при безоговорочном обеспечении достаточной безопасности АС.

Высокий уровень безопасности обеспечивается не только совершенством проекта, качеством и надежностью основного оборудования, наличием специальных систем безопасности, но и неукоснительным исполнением правил и процедур, соблюдением всех ограничений, накладываемых на режимы эксплуатации оборудования, систем, реакторной установки и энергоблока в целом.

Строгое выполнение правил и процедур чрезвычайно важно и с другой точки зрения. Как известно, нормативный срок эксплуатации АЭС поколения 3+ составляет 60 лет. Однако все собственники АЭС рассчитывают на продление срока эксплуатации сверх нормативного на 30-40 лет. Такое продление возможно только при наличии лицензии Регулирующего органа, который проводит тщательное исследование условий эксплуатации с привлечением Вероятностного анализа безопасности (ВАБ) и риск-ориентированного подхода. И основанием такого анализа являются данные по опыту эксплуатации, допущенных нарушений и количестве циклов нагружения того или иного оборудования (и их сравнения с нормативным числом циклов из Техническим основанием безопасности).

Авторы выражают глубокую благодарность руководителям и коллегам за интерес к работе и ценные замечания и предложения.

Авторы выражают признательность специалистам Нововоронежской АЭС Александру Сергеевичу Волкову, Владиславу Александровичу Исаеву, Александру Игоревичу Тихонову, Дмитрию Геннадьевичу Мажутову за содействие в написании разделов пособия.

ВВЕДЕНИЕ

Основная цель настоящей книги – дать описание режимов эксплуатации энергоблоков АЭС-2006 с реакторами ВВЭР-1200, ограничений, накладываемых на режимы эксплуатации оборудования, систем, реакторной установки и энергоблока в целом.

В первую очередь рассматриваются режимы нормальной эксплуатации, включая работу на мощности, пуск, останов, перегрузку топлива. Также приводится информация о режимах нарушения нормальной эксплуатации, включая аварии.

Описание режимов приводится применительно к энергоблокам №1 и №2 Нововоронежской АЭС-2. Следует учитывать, что хотя проекты АЭС с реакторами ВВЭР-1200/ВВЭР-1300 весьма похожи, в их проектной и эксплуатационной документации имеются существенные различия, в том числе в части эксплуатационных ограничений.

Эксплуатация энергоблока АЭС допускается только в относительно узком диапазоне технологических параметров (таких как давление 1 контура, уровень в парогенераторах, расход охлаждающей воды), который зависит от текущего состояния и конфигурации оборудования энергоблока (мощности реактора, количества работающих насосов, работоспособных каналов систем). Ограничения накладываются исходя из характеристик конструкционных материалов, возможностей систем управления, обеспечения теплоотвода.

В качестве основной целевой аудитории данной книги были приняты специалисты в области использования атомной энергии, а также студенты профильной специальности «Эксплуатация АЭС» и смежных специальностей. Однако авторы прикладывали специальные усилия для того, чтобы книга была доступна и полезна всем, кто интересуется темой атомной энергетики независимо от уровня специальных знаний.

Материал представлен прежде всего с точки зрения эксплуатационного персонала – операторов блочных пунктов управления энергоблоков, специалистов технической поддержки, административно-технического персонала. В качестве источников информации использованы преимущественно именно те документы, которые используются работниками эксплуатационных подразделений АЭС: отчеты по обоснованию безопасности, регламенты, инструкции, руководства, учебные пособия, видеокадры систем управления и диа-

гностики. В некоторых случаях использованы документы, с которыми работает персонал технической поддержки: материалы технического проекта, вероятностный анализ безопасности, расчетные обоснования противоаварийной документации и т.д.

В книге для давлений будет по умолчанию приниматься избыточное если иное не оговорено особо.

1 ПРОЕКТНАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ РЕЖИМОВ АЭС-2006

1.1 Общие подходы к ядерной безопасности АС

1.1.1 Основные определения

Прежде чем начинать описание режимов эксплуатации энергоблоков АЭС-2006 необходимо ввести основные термины и определения в области Обеспечения безопасности при использовании атомной энергии (БИАЭ).

Базисом для безопасного развития атомной энергетики служат Федеральные законы Российской Федерации в области использования атомной энергии, включая:

- Федеральный закон России «Об использовании атомной энергии» № 170-ФЗ от 21.11.1995;
- Федеральный закон России «О радиационной безопасности населения» № 3-ФЗ от 09.01.1996;
- Федеральный закон России «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002.

Основными федеральными нормами и правилами в области безопасности АЭС являются «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций» НП-001-15 /1/. В целях содействия соблюдению требований НП-001-15 разработано Руководство РБ-152-18 «Комментарии к федеральным нормам и правилам «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций» (НП-001-15)». В соответствии с этими нормами /1/ определяются следующие основные понятия.

БЕЗОПАСНОСТЬ АС – это свойство АС обеспечивать надежную защиту персонала, населения и окружающей среды от недопустимого (в соответствии с федеральными нормами и правилами в области использования атомной энергии) радиационного воздействия. В этом определении подразумевается принятое в РФ подразделение безопасности на ядерную и радиационную.

В документах МАГАТЭ все перечисленное охватывает термин «ядерная безопасность» (его определение приводится, в частности, в глоссарии МАГАТЭ по вопросам безопасности /3/, такое же понимание этого термина используется и в Конвенции о ядерной безопасности), исходя из того, что источником всех специфических опасностей на АЭС являются ядерные процессы.

В российской терминологии, связанной с ядерной технологией, термин «ядерная безопасность» исторически понимался несколько уже, в первую очередь как предотвращение самопроизвольной неконтролируемой цепной реакции деления (СЦР).

Понятие безопасности тесно связано с понятием угрозы аварии.

АВАРИЯ на АС /1/ – это нарушение нормальной эксплуатации АС, при котором произошел выход радиоактивных веществ и (или) ионизирующего излучения за границы, предусмотренные проектной документацией АС для нормальной эксплуатации в количествах, превышающих установленные пределы безопасной эксплуатации; авария характеризуется исходным событием, путями протекания и последствиями.

ЯДЕРНАЯ АВАРИЯ – это авария, сопровождающаяся повреждением твэлов, превышающим установленные пределы безопасной эксплуатации, или авария без повреждения твэлов, вызванная: нарушением контроля и управления цепной реакцией деления; возникновением критичности при перегрузке, транспортировании и хранении ядерного топлива.

Ядерная авария, связанная с повреждением твэлов, превышающим установленные пределы безопасной эксплуатации, и/или облучением персонала, превышающим разрешенные пределы, может быть вызвана:

- нарушением контроля и управления цепной ядерной реакцией деления в активной зоне реактора;
- возникновением критичности при перегрузке, транспортировании и хранении твэлов;
- нарушением теплоотвода от твэлов;
- другими причинами, приводящими к повреждению твэлов.

Таким образом, определение ядерной аварии АС по НП-001-15 очень близко к определению МАГАТЭ и тоже включает в себя не только аварии с критичностью, но и любые аварии, связанные с повреждением твэл.

ЯДЕРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ (ЯБ) – свойство РУ и АС с определённой вероятностью предотвращать возникновение ядерной аварии (НП-082-07 /4/).

ЗАПРОЕКТНАЯ АВАРИЯ – авария, вызванная не учитываемыми для проектных аварий исходными событиями или сопровождающаяся дополнительными по сравнению с проектными авариями отказами элементов систем безопасности сверх единичного отказа, ре-

ализацией ошибочных решений персонала.

Для целей управления ЗПА в проекте АС предусматриваются специальные технические средства по управлению ЗПА. Кроме того, для управления ЗПА могут использоваться все имеющиеся на АС в исправном состоянии технические средства как предназначенные для нормальной эксплуатации, так и относящиеся к СБ.

ТЯЖЕЛАЯ АВАРИЯ – запроектная авария с повреждением твэлов выше максимального проектного предела.

ПРЕДЕЛЫ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ АС – установленные проектом АС значения параметров технологического процесса, отклонения от которых могут привести к аварии.

Различают пределы безопасной эксплуатации по радиационным параметрам и пределы безопасной эксплуатации по другим технологическим параметрам.

Нарушение пределов безопасной эксплуатации по радиационным параметрам является аварией. Нарушение пределов безопасной эксплуатации, характеризующихся другими параметрами технологического процесса, приводит к аварии лишь при дополнительных условиях.

Пределы безопасной эксплуатации устанавливаются с целью принятия экстренных мер по управлению технологическим процессом, направленных на предотвращение аварии, то есть на то, чтобы защитить от повреждения физические барьеры на пути распространения в окружающую среду РВ. Пределы безопасной эксплуатации устанавливаются для всех предусмотренных в проекте АС и отраженных в технологическом регламенте эксплуатации АС состояний нормальной эксплуатации.

УСЛОВИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ – установленные проектом АС минимальные требования по количеству, характеристикам, состоянию работоспособности, объёму, периодичности и иным условиям технического обслуживания, контроля и испытаний систем (элементов), важных для безопасности, при которых обеспечивается соблюдение пределов безопасной эксплуатации и/или критериев безопасности.

В совокупности с пределами безопасной эксплуатации условия безопасной эксплуатации определяют область, для которой выполнено обоснование безопасности атомной станции (обосновано как отсутствие аварий, так и готовность АС ограничивать проектные аварии установленными для таких аварий пределами при возникновении ИС проектной аварии).

Условия безопасной эксплуатации включают в себя, прежде всего, минимальные требования к количеству и состояниям работоспособности систем и элементов, важных для безопасности. В частности, это требования к минимальному количеству работоспособных систем (каналов систем) и элементов безопасности, при котором обеспечивается безопасность при проектных авариях (с учетом нормативного принципа единичного отказа).

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПРЕДЕЛЫ – значения параметров и характеристик состояния систем (элементов) и АС в целом, заданных проектом для нормальной эксплуатации.

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ УСЛОВИЯ – установленные проектом АС условия по количеству, характеристикам, состоянию работоспособности и техническому обслуживанию систем (элементов), необходимые для работы без нарушения эксплуатационных пределов.

ПРОЕКТНЫЕ ПРЕДЕЛЫ – значения параметров и характеристик состояния систем (элементов) и АС в целом, установленные в проекте АС для нормальной эксплуатации и нарушений нормальной эксплуатации.

К проектным пределам относятся эксплуатационные пределы, пределы безопасной эксплуатации, а также иные пределы (включая проектные пределы для проектных аварий). Пределы устанавливаются с целью идентификации границ различных состояний атомной станции и фаз развития процессов.

ПРОЕКТНАЯ АВАРИЯ – авария, для которой в проекте АС определены исходные события и конечные состояния и предусмотрены системы безопасности, обеспечивающие при независимом от исходного события отказе одного из элементов систем безопасности, учитываемом в проекте АС, или при одной, независимой от исходного события ошибке персонала ограничение ее последствий установленными для таких аварий пределами.

Наименование «проектные аварии» обусловлено не тем, что такие аварии рассматриваются в проекте АС, а тем, что они рассматриваются в проекте для последующей разработки систем безопасности.

Законом № 170-ФЗ установлена инфраструктура атомной энергетики, её возможности в обеспечении БИАЭ, которая может быть нарушена не только из-за потери свойств ЯРБ или ЯБ, но и вследствие аномалий в системах учёта и контроля ядерных материалов (ЯМ) и радиоактивных веществ (РВ) или инцидентов в системах физической защиты ядерных материалов и ядерных установок (ЯУ).

Взаимосвязи видов безопасности при использовании атомной энергии показана на рисунке 1.1.1.

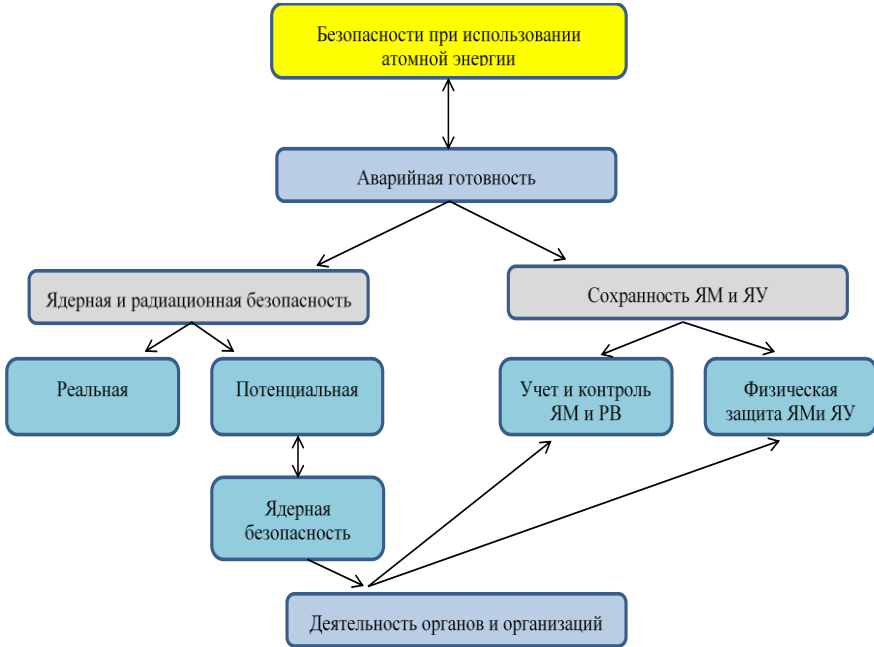


Рисунок 1.1.1 – Взаимосвязи видов безопасности

1.1.2. Фундаментальные цели и основы безопасности.

Фундаментальной целью безопасности (Safety Objective) АС является минимизация вредного (радиационного) воздействия от АС на персонал, население и окружающую среду. Данная цель должна достигаться на всех этапах жизненного цикла АС, начиная с выбора места расположения АС и заканчивая выводом ее из эксплуатации. Фундаментальная цель безопасности АС достигается путём реализации радиологической и технической целей безопасности.

Радиологическая цель безопасности — это не превышение установленных санитарными нормами пределов радиационного воздействия на персонал, население и окружающую среду при нормальной эксплуатации, нарушениях нормальной эксплуатации и проектных авариях.

Техническая цель безопасности — это реализация технических и организационных мер, направленных на предотвращение аварий на АЭС и ограничение их последствий. При этом радиационные по-

следствия аварий, учитываемые в проекте, не должны превышать установленные нормативными документами пределы. АС удовлетворяет требованиям безопасности, если в результате принятых в проекте технических и организационных мер достигнута базовая цель безопасности.

Для атомных станций **фундаментальные принципы** обеспечения безопасности определены в документах МАГАТЭ и группируются следующим образом:

- 1) ответственность управления;
- 2) глубокоэшелонированная защита;
- 3) технические принципы.

Для достижения этих целей безопасности необходимо выполнение ряда основополагающих **принципов**, таких как:

- культура безопасности;
- использование проверенных (подтвердивших свою работоспособность) решений и технологий;
- обеспечение качества;
- применение опыта эксплуатации;
- защита в глубину;
- предотвращение и смягчение аварий; защита от радиации; учет человеческого фактора; проведение анализов безопасности;
- высокий профессиональный уровень исполнителей задач, связанных с безопасностью;
- - и т.д.

1.1.3 Целевые ориентиры безопасности

В соответствии с современными нормами безопасности РФ /1/ и МАГАТЭ устанавливаются целевые ориентиры безопасности:

- 1) непревышение суммарной вероятности тяжелых аварий для каждого блока АС на интервале в один год, равной 10^{-5} ;
- 2) непревышение суммарной вероятности большого аварийного выброса для каждого блока АС на интервале в один год, равной 10^{-7} ;
- 3) непревышение суммарной вероятности тяжелых аварий для имеющихся на АС хранилищ ядерного топлива (не входящих в состав блоков АС) на интервале в один год, равной 10^{-5} .

Вероятностные показатели безопасности НВАЭС-2 по большому аварийному выбросу соответствуют НП-001-15 (менее 10^{-7} на интервале в один год), а по тяжелым авариям являются более жест-

кими (менее 10^{-6} на интервале в один год), что позволяет отнести энергоблоки НВАЭС-2 к поколению «3 +».

Это ориентиры, которые нацеливают разработчиков АС на повышение безопасности АС на основе использования вероятностных анализов безопасности для выявления и устранения узких мест в проекте АС и технологии её эксплуатации. Опыт применения целевых ориентиров за время, прошедшее после их введения, показал их эффективность, т.к. позволил за это время существенно повысить безопасность как новых, так и действующих АС. Для определения соответствия АС целевым ориентирам необходимо выполнение вероятностных анализов безопасности.

Первый целевой ориентир относится к тяжёлым авариям (авариям с превышением максимального проектного предела повреждения твэлов), возникновение которых возможно на блоке АС – это могут быть аварии с тяжелым повреждением активной зоны, аварии с повреждением твэлов при их хранении (в бассейнах выдержки) и транспортировании.

Следующий целевой ориентир относится к авариям на блоке АС (как на реакторной установке, так и в иных местах), вызывающим неприемлемое событие – необходимость принятия мер по защите населения (в частности эвакуации) на границе зоны планирования защитных мероприятий и за ее пределами на начальном периоде аварии.

Третий целевой ориентир, введённый в ОПБ, в том числе, по результатам учета уроков аварии на АЭС Фукусима-Дайичи, относится к хранилищам ядерного топлива, не входящим в состав блоков АС (т.е. к таким хранилищам, на которые не распространяет своей действие первый целевой ориентир). Поскольку тяжелые аварии в таких хранилищах не исключаются и могут по масштабу оказываемого воздействия на персонал, население и окружающую среду быть сходными или даже превосходящими последствия аварий на блоках АС.

Значением вероятности, равным 10^{-7} для одного реактора на интервале один год, оценено неприемлемое событие, связанное с необходимостью принятия мер по защите населения на границе зоны планирования защитных мероприятий на начальном периоде аварии и за ее пределами.

Указанные численные значения вероятности нежелательных событий определены как целевые ориентиры, а не требования, которым атомная станция должна безусловно соответствовать вследствие того, что вероятностные методы, необходимые для оценки соблю-

дения указанных значений, имеют принципиальные ограничения.

Оцененные вероятности тяжелых аварий и большого аварийного выброса для действующих блоков АС, как правило, больше значений целевых ориентиров. Эксплуатирующая организация должна осуществлять деятельность по повышению безопасности АС, направленную на достижение целевых ориентиров, в частности – разрабатывать и выполнять планы повышения безопасности.

Радиационное воздействие АЭС на население и окружающую среду не должно превышать 1 % дозы, получаемой от источников естественной радиации.

1.1.4 Система физических барьеров

Для обеспечения безопасности АС вводится понятие системы физических барьеров на пути распространения ионизирующего излучения (ИИ) и радиоактивных веществ (РВ) в окружающую среду.

Система физических барьеров блока АЭС включает в себя (рисунок 1.1.2): топливную матрицу, оболочку твэла, границу контура теплоносителя реактора, герметичное ограждение реакторной установки и биологическую защиту.

При нормальной эксплуатации все физические барьеры должны быть работоспособными, а меры по их защите должны находиться в состоянии готовности. При выявлении неработоспособности любого из предусмотренных проектом физических барьеров или неготовности мер по его защите РУ должна быть остановлена и приняты меры по приведению блока АС в безопасное состояние. В проекте АС должны быть предусмотрены меры, направленные на предотвращение повреждения одних барьеров вследствие повреждения других, а также нескольких физических барьеров вследствие одного воздействия.

Наличие системы из нескольких физических барьеров, последовательно расположенных на пути распространения ионизирующего излучения и радиоактивных веществ в окружающую среду, и многоуровневость мер по их защите не являются основанием для работы АС при неготовности одного из них. Все барьеры и уровни глубоководной защиты должны быть в состоянии готовности при нормальной эксплуатации АС. Это необходимо для обеспечения требуемого уровня надежности защиты персонала, населения и окружающей среды от возможного радиационного воздействия в случае аварий, вызванных множественными отказами.

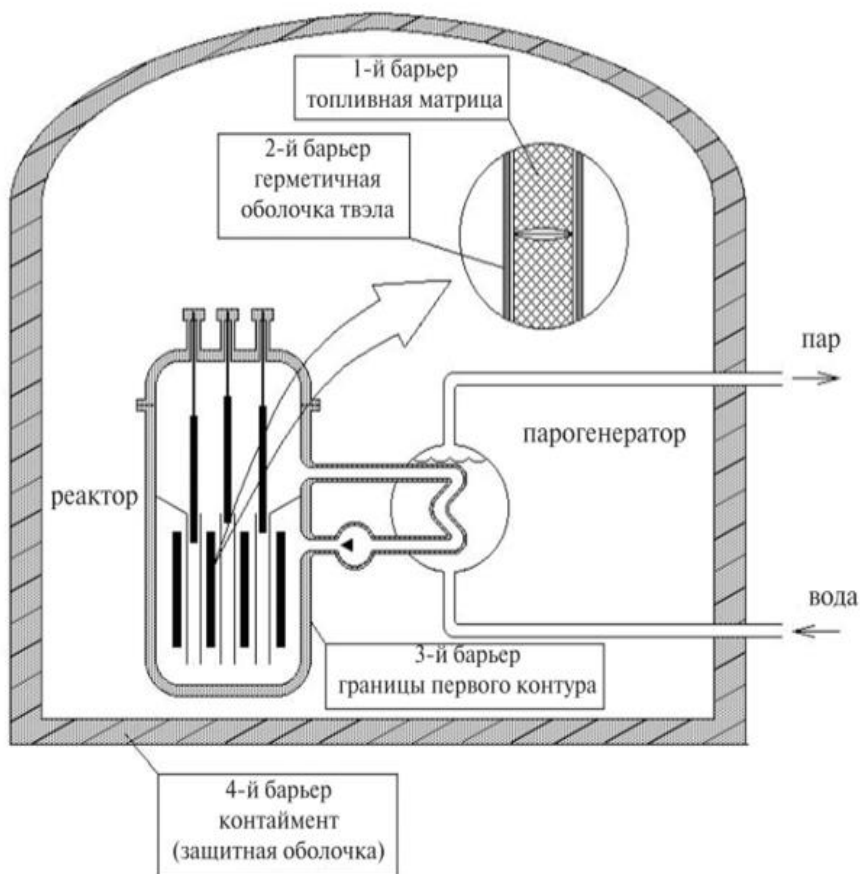


Рисунок 1.1.2 – Система физических барьеров блока АЭС

1.1.5 Концепция глубоко эшелонированной защиты

Для достижения целей безопасности необходимо выполнение ряда основополагающих **принципов**, одним из которых является принцип защиты в глубину или глубокоэшелонированной защиты (Defence in Depth=DiD).

Этот фундаментальный принцип безопасности занимает особое место (иногда его называют даже стратегией), поскольку он лежит в основе всей технологии безопасности АС. Реализация этого принципа приводит к необходимости построения специальных систем для обеспечения безопасности.

Безопасность АЭС обеспечивается за счет последовательной реа-

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

Система технических и организационных мер образует пять уровней глубоко эшелонированной защиты и включает следующие уровни (Рисунок 1.1.3).

Уровень 1 (Условия размещения АЭС и предотвращение нарушений нормальной эксплуатации):

- оценка и выбор площадки, пригодной для размещения АЭС;
- установление санитарно-защитной зоны, а также зоны наблюдения вокруг АЭС, на которой осуществляется планирование защитных мероприятий;
- разработка проекта на основе консервативного подхода с развитым свойством внутренней самозащищенности РУ;
- обеспечение требуемого качества систем (элементов) АЭС и выполняемых работ;
- эксплуатация АЭС в соответствии с требованиями нормативных документов, технологических регламентов и инструкций по эксплуатации;
- поддержание в исправном состоянии систем (элементов), важных для безопасности, путем своевременного определения дефектов, принятия профилактических мер, замены выработавшего ресурс оборудования и организация эффективно действующей системы документирования результатов работ и контроля;
- подбор и обеспечение необходимого уровня квалификации персонала АЭС для действий при нормальной эксплуатации и нарушениях нормальной эксплуатации, включая предаварийные ситуации и аварии, формирование культуры безопасности.

Уровень 2 (Предотвращение проектных аварий системами нормальной эксплуатации):

- выявление отклонений от нормальной работы и их устранение;
- управление при эксплуатации с отклонениями.

Уровень 3 (Предотвращение запроектных аварий системами безопасности):

- предотвращение перерастания исходных событий в проектные

аварии, а проектных аварий в запроектные с применением систем безопасности;

- ослабление последствий аварий, которые не удалось предотвратить, путем локализации выделяющихся радиоактивных веществ.

Уровень 4 (Управление запроектными авариями):

- предотвращение развития запроектных аварий и ослабление их последствий;
- возвращение АЭС в контролируемое состояние, при котором прекращается цепная реакция деления, обеспечивается постоянное охлаждение ядерного топлива и удержание радиоактивных веществ в установленных границах.

Уровень 5 (Противоаварийное планирование):

- подготовка и осуществление при необходимости планов противоаварийных мероприятий на площадке АЭС и за ее пределами.

Концепция глубоко эшелонированной защиты осуществляется на всех этапах деятельности, связанных с обеспечением безопасности АЭС, в той части, которая затрагивается этим видом деятельности. Приоритетной при этом является стратегия предотвращения неблагоприятных исходных событий, особенно для уровней 1 и 2.

При нормальной эксплуатации все физические барьеры должны быть работоспособными, а меры по их защите должны находиться в состоянии готовности. При выявлении неработоспособности любого из предусмотренных физических барьеров или неготовности мер по его защите предусматриваются директивы операторам на останов реактора и поддержание его в режиме безопасного останова.

Технические и организационные решения, принимаемые для обеспечения безопасности АЭС, как правило, апробированы прежним опытом или испытаниями, исследованиями, опытом эксплуатации прототипов. Такой подход применяется не только при разработке оборудования и проектировании АЭС, но и при изготовлении оборудования, сооружении и эксплуатации АЭС, а также при реконструкции АЭС и модернизации ее систем (элементов).

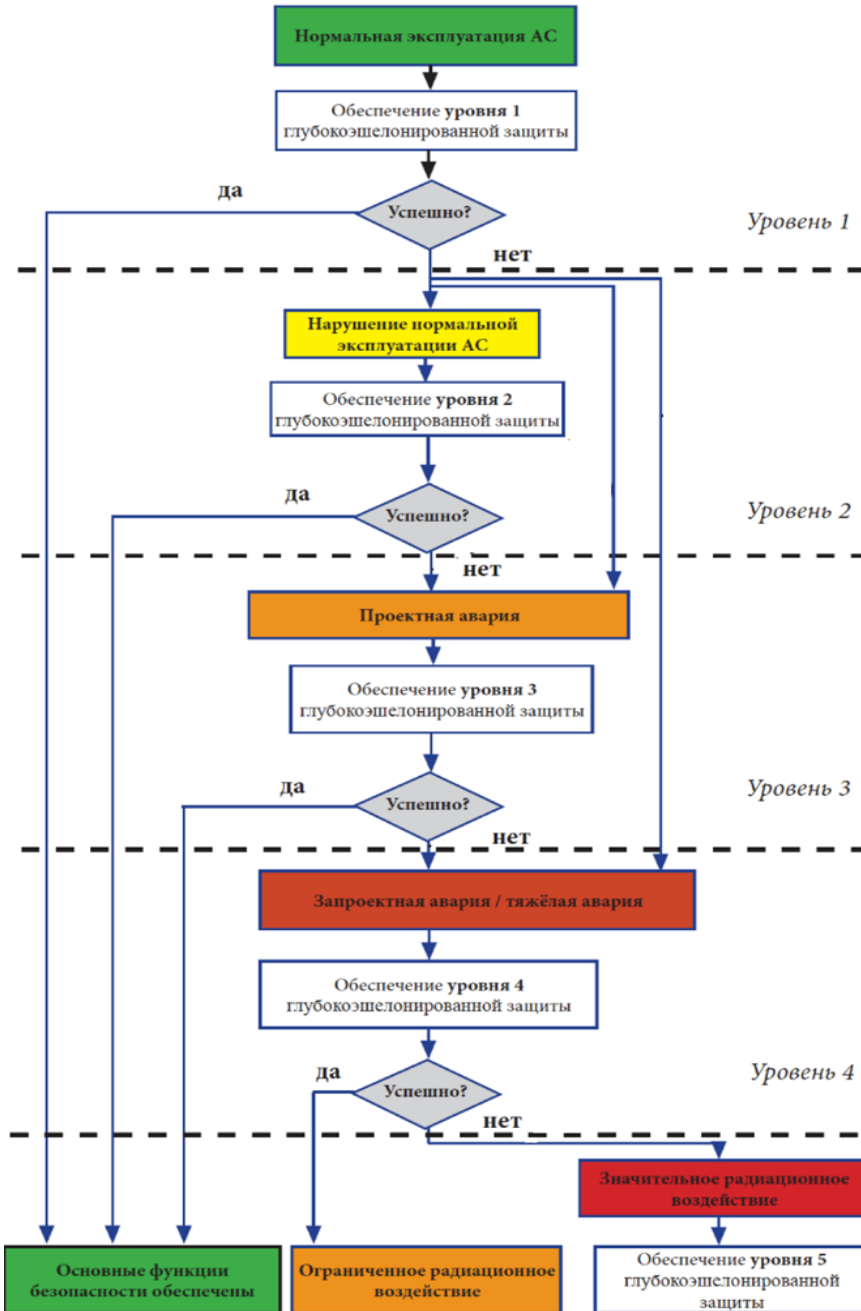


Рисунок 1.1.3 – Концепция глубокоэшелонированной защиты

1.2 Проектная классификация режимов эксплуатации АС

Обеспечение безопасности АЭС тесно связано с решением основных производственных и экономических задач и никак не противоречит текущей работе станции. Предпринимаемые на АС меры по предотвращению аварий и отказов направлены одновременно на повышение коэффициента использования установленной мощности и экономической эффективности станции.

С точки зрения выполнения основных задач эксплуатации, изложенных в предыдущем разделе, очень важно установить соответствие режимов и пределов эксплуатации.

В соответствии с НП-001-15 /1/ состояния АС включают:

- нормальная эксплуатация – это эксплуатацию АС в определенных проектом эксплуатационных пределах и условиях НЭ;
- нарушения нормальной эксплуатации – это нарушения в работе АС, при котором произошло отклонение от установленных эксплуатационных пределов и условий ННЭ (определение 38).

В свою очередь нарушения нормальной эксплуатации разделяются на категории:

- эксплуатация с отклонениями;
- предаварийные ситуации;
- аварии (определение 1).

Аварии разделяются на следующие категории:

- проектные аварии (определение 63);
- запроектные аварии (определение 25).

Определения проектных (ПА) и запроектных аварий (ЗПА) даны в разделе «основные определения».

Для всех этих состояний в ОПБ даны четкие определения, номера которых указаны выше в скобках.

Взаимосвязь режимов эксплуатации и пределов эксплуатации, действия технологических защит и блокировок (ТЗиБ) и аварийных защит показаны на рисунке 1.1.4.

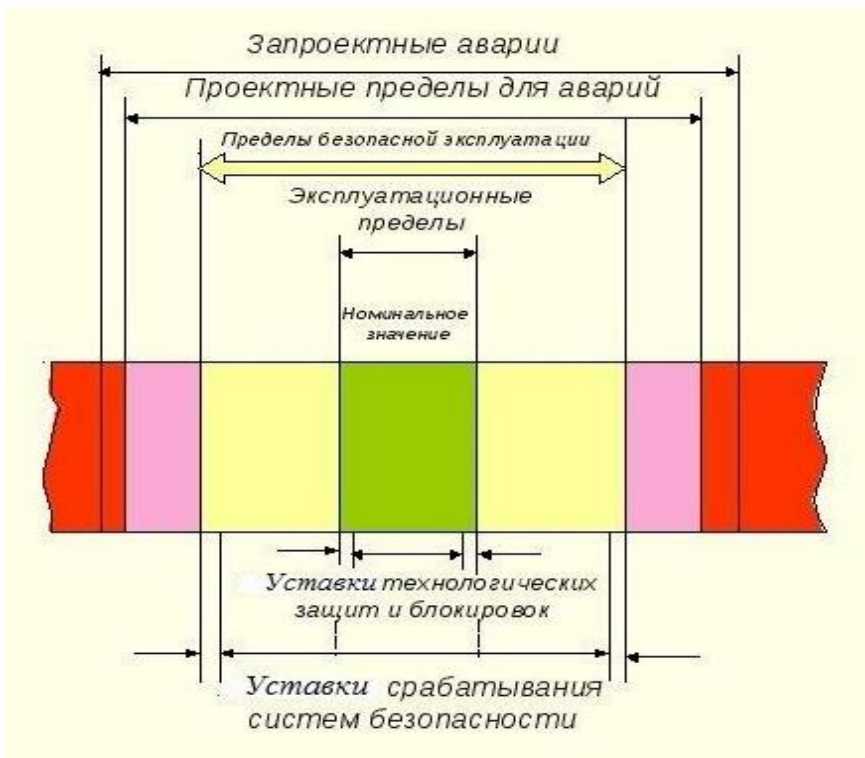


Рисунок 1.1.4 – Взаимосвязь режимов эксплуатации и пределов

Проектные режимы в зависимости от частоты возникновения исходных событий разделены на четыре категории, которые приведены также и в международных обозначениях, применяемых также для зарубежных блоков российского дизайна (см рисунок 1.1.5):

- категория 1 – нормальная эксплуатация (Design Basic Conditions DBC-1);
- категория 2 – условия отказов (Design Basic Conditions DBC-2) (частота исходных событий в год: $f \geq 10^{-2}$, исходные события соответствуют эксплуатации с отклонениями по ОПБ);
- категория 3 – постулируемые аварии класса 1 (Design Basic Conditions DBC-3) (частота исходных событий в год: $10^{-2} > f \geq 10^{-4}$);
- категория 4 – постулируемые аварии класса 2 (Design Basic Conditions DBC-4) (частота исходных событий в год: $10^{-4} > f \geq 10^{-6}$).

Дополнительно к положениям, предусмотренным в проекте, по выполнению требований детерминистических проектных режимов,

учтены определенные положения о дополнительных условиях проектирования, что по определению ОПБ соответствует запроектным авариям. Это делается для того, чтобы обозначить необходимость реализации мер, включая модернизированное или дополнительное оборудование, или процедуры по управлению авариями, для:

- сложных последовательностей, которые включают отказы сверх тех, которые рассматривались в детерминистических проектных условиях, но не приводят к расплавлению активной зоны;
- аварий с расплавлением активной зоны.

Запроектные режимы разделены на 2 категории:

- DEC-A – аварийные сценарии, для которых возможно с помощью технических средств, предусмотренных в проекте, предотвращение перехода аварии в тяжелую стадию
- DEC-B – аварийные сценарии тяжелых аварий.

В соответствии со стандартами EUR, первая из указанных выше категорий запроектных условий (DEC-A) имеет название «сложные последовательности», а вторая (DEC-B) – «тяжелые аварии».

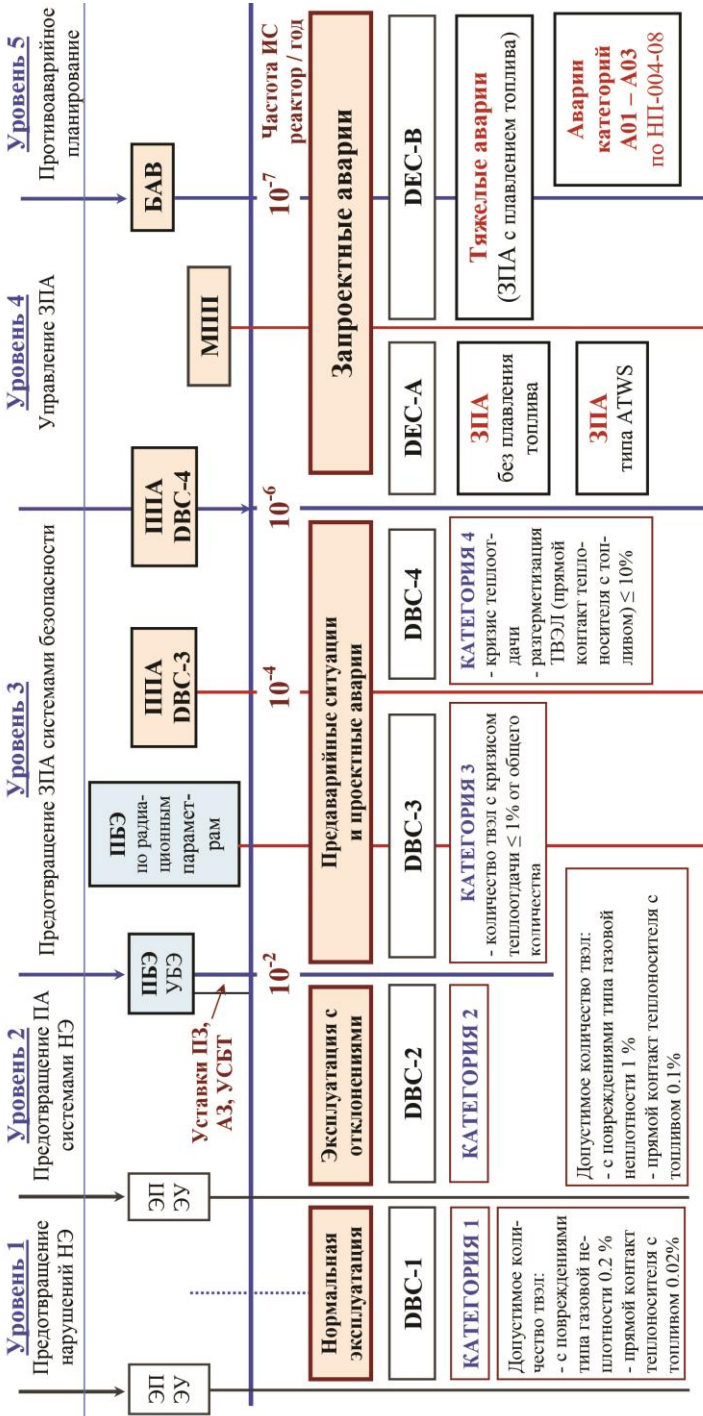
Рассмотрим эти вопросы подробнее.

Предел безопасной эксплуатации, характеризующий воздействие на оболочку твэла/твэга, должен назначаться параметрам технологического процесса, отражающим состояние охлаждения оболочек твэлов/твэгов в активной зоне и отсутствие значительного роста температуры оболочек твэлов/твэгов.

Согласно руководству МАГАТЭ NNS-G-2.2 /4/ «Пределы и условия для эксплуатации и эксплуатационные процедуры для атомных станций», необходимо предотвращать нарушение ПБЭ путем некоторого запаса между значением уставки срабатывания СБ и значением параметра, при котором достигается ПБЭ.

К эксплуатационным пределам привязаны технологические защиты и блокировки (ТЗиБ) а к пределам безопасной эксплуатации привязаны системы предупредительных защит (ПЗ), аварийных защит (АЗ), указанные на рисунках 1.1.4-1.1.5.

Перечень уставок предупредительных защит ПЗ-УСБТ приведен в приложении в таблице П1-1, а перечень АЗ в таблице П1-2.



ЭП (ЭУ) – эксплуатационные пределы (эксплуатационные условия)
 ПБЭ (УБЭ) – пределы безопасной эксплуатации (условия безопасной эксплуатации)
 ППА – проектные приёмочные критерии для аварий
 МПП – максимальный проектный предел повреждения твэлов
 БАВ – большой аварийный выбор радиоактивных веществ в окружающую среду
 Рисунок 1.1.5 – Соответствие уровней ГЭЗ категориям режимов эксплуатации

2 ПРЕДЕЛЫ И УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Проектные пределы и условия безопасной эксплуатации для АС с РУ В-392М **впервые** в отечественной практике установлены применительно ко всем состояниям энергоблока, реализуемым в процессе его эксплуатации.

2.1 Пределы безопасной эксплуатации

Прежде, чем описывать пределы безопасной эксплуатации, необходимо вкратце напомнить о понятии состояний нормальной эксплуатации. Подробное их описание будет дано в главе 3.

Состояния нормальной эксплуатации

Для АС с РУ В-392М установлены следующие состояния нормальной эксплуатации (подробно в /6/):

- состояние 1 (С1) – работа на мощности;
- состояние 2 (С2) – выход на минимально-контролируемый уровень мощности;
- состояние 3 (С3) – горячее состояние;
- состояние 4 (С4) – холодное состояние;
- состояние 5 (С5) – останов для ремонта;
- состояние 6 (С6) – перегрузка топлива;
- состояние 7 (С7) – разогрев;
- состояние 8 (С8) – расхолаживание.

Кроме того, там же в /6/ четко определены границы между состояниями.

2.1.1 Пределы безопасной эксплуатации по технологическим параметрам

Пределы безопасной эксплуатации (ПБЭ) – это установленные про-

ектом значения параметров технологического процесса, отклонения от которых могут привести к аварии. ПБЭ характеризуют возможность выхода радиоактивных веществ и/или ионизирующего излучения за границы физических барьеров на пути их распространения в окружающую среду.

Согласно комментариям к НП-001-15 (РБ-152-18 /2/) ПБЭ устанавливаются с целью принятия экстренных мер по управлению технологическим процессом, направленных на предотвращение аварии, т.е. на то, чтобы защитить от повреждения физические барьеры. Обычно на практике, учитывая запаздывание и выбеги параметров, неточности расчетов и другие факторы, уставки назначаются с некоторым упреждением по отношению к пределам безопасной эксплуатации. В отдельных случаях уставки на срабатывание систем безопасности назначаются равными пределам безопасной эксплуатации.

ПБЭ разделены по влиянию на физические барьеры следующим образом:

1) ПБЭ по воздействию на физический барьер установлены для параметров технологического процесса, выход которых за данные пределы может привести к повреждению барьера. Превышение ПБЭ по воздействию на физический барьер свидетельствует о переходе РУ в состояние «предаварийная ситуация».

2) ПБЭ по состоянию физического барьера установлены для параметров технологического процесса, характеризующих количество радиоактивных веществ и/или ионизирующего излучения вышедших за предусмотренные проектом для нормальной эксплуатации границы. Превышение ПБЭ по состоянию физического барьера свидетельствует о нарушении целостности физического барьера и о факте возникновения аварии.

В таблице 2.1.1 определены физические барьеры, для которых в проекте установлены пределы безопасной эксплуатации с привязкой к соответствующим эксплуатационным состояниям.

Таблица 2.1.1 – Физические барьеры, для которых в проекте установлены ПБЭ с привязкой к соответствующим эксплуатационным состояниям

Физические барьеры	Эксплуатационные состояния							
	С1	С2	С3	С4	С5	С6	С7	С8
Топливная матрица	+	+	-	+	+	+	+	+
Оболочка твэл/твэг	+	+	+	+	+	+	+	+
Граница контура теплоносителя реактора	+	+	+	+	-	-	+	+
Герметичное ограждение реактора и биологическая защита ¹⁾	=±	=±	=±				=±	=±
¹⁾ Для герметичного ограждения реактора и биологической защиты установлены условия безопасной эксплуатации.								

Контроль параметров, по которым установлены ПБЭ, должен осуществляться в соответствии с таблицей 2.1.2.

Основные параметры РУ, определяющие целостность физических барьеров, и их предельные значения, отклонение от которых может привести к нарушению пределов безопасной эксплуатации приведены в таблице 2.1.3.

Таблица 2.1.2 – Перечень пределов безопасной эксплуатации

Параметр	Барьер	Значение предела для эксплуатационного состояния								Примечание	
		C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8		
Пределы безопасной эксплуатации, характеризующие воздействие на физические барьеры											
1 Коэффициент запаса до кризиса теплообмена по локальному тепловому потоку, отн.ед.	топливная матрица, оболочка ТВЭЛ	1	- ¹⁾	-	-	-	-	-	-	-	При уровне мощности более 20 % $N_{ном}$ – номинальная мощность реактора)
2 Уровень теплоносителя первого контура по СКУТ на высоте верхней входной патрубков реактора	оболочка ТВЭЛ	есть	есть	есть	есть	есть ²⁾	-	есть	есть	есть	Появление уровня по показаниям дискретного датчика
3 Уровень теплоносителя первого контура в реакторе по нижней обрабатывающей входного патрубка, м	оболочка ТВЭЛ	-	-	-	-	0	0 ³⁾	-	-	-	Уровень теплоносителя первого контура в реакторе по штатному уровню (Нр = 0 м) соответствует нижней обрабатывающей входного патрубка

Продолжение таблицы 2.1.2

Параметр	Барьер	Значение предела для эксплуатационного состояния								Примечание
		С1	С2	С3	С4	С5	С6	С7	С8	
4 Давление в первом контуре, МПа	граница первого контура	20,29	20,29	20,29	4)	-	-	25,0 ⁵⁾⁴	4)	-
5 Давление во втором контуре, МПа	граница второго контура ⁶⁾	9,32	9,32	9,32	-	-	-	9,32 ⁷⁾ / 12,0 ⁵⁾	9,32 ⁷⁾	-
6 Уровень в бассейне выдержки, м, от дна	оболочка ТВЭЛ	6	6	6	6	6	6 ³⁾ /16 ⁸	6	6	Высотная отметка дна БВ +6.495м
7 Нейтронная мощность реактора, % N _{ном.} - при четырех работающих ГЦНА; - при трех работающих ГЦНА; - при двух работающих ГЦНА;	топливная матрица	108								
8 Период реактора, с	топливная матрица	9	8	-	-	-	-	-	-	-
9 Линейное энерговыделение для ТВЭЛОВ	топливная матрица	см. при-меч	-	-	-	-	-	-	-	Соответствует превышению на 5% значений

Продолжение таблицы 2.1.2

Параметр	Барьер	Значение предела для эксплуатационного состояния								Примечание	
		C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8		
и твэгов, Вт/см		ча- ние									представленных в таблице базовых уставок при работе на четырёх ГЦНА ТРБЭ блока 1 НВАЭС-2. При уровне мощности более 20%Nном
10 Концентрация борной кислоты в теплоносителе первого контура, г/дм ³	топливная матрица	-	-	-	см. при-мечание	см. при-мечание	см. при-мечание	см. при-мечание	см. при-мечание	см. при-мечание	Значения, обеспечивающие подкритичность реактора не менее 0,02 (без учета вводимых в активную зону ОР СУЗ), согласно альбому НФХ
11 Температура теплоносителя первого контура на выходе из реактора, °С	оболочка ТВЭЛ	-	-	-	-	80	-	-	80	-	-
12 Температу-	оболочка	80	80	80	80	80	80	80	80	80	-

Продолжение таблицы 2.1.2

Параметр	Барьер	Значение предела для эксплуатационного состояния								Примечание	
		C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8		
ра воды в БВ, °C	ТВЭЛ										
Пределы безопасной эксплуатации, характеризующие состояние физических барьеров											
1 Суммарная удельная активность теплоносителя первого контура по реперным радионуклидам йода-131-135 в единицах дозового эквивалента йода-131 (с учетом расхода теплоносителя первого контура на СВО 30 т/ч), Бк/кг	1, 2 топливная матрица оболочка ТВЭЛ	1,5·10 ⁶	-	-	-	-	-	-	-	-	Пределное значение, обеспечивающее отсутствие превышения квот по годовой дозе на население на границе СЗЗ9)
2 Расход течи первого контура, т/ч	3 граница первого контура	2,0	2,0	2,0	-	-	-	-	-	-	Является предельным значением, обеспечивающим отсутствие превышения предельного

Продолжение таблицы 2.1.2

Параметр	Барьер	Значение предела для эксплуатационного состояния								Примечание	
		C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8		
3 Расход протечи из первого контура во второй, кг/ч	3 граница первого контура										значения активности в герметичном ограждении
4 Удельная активность радионуклида 131I в проточной воде из «солевого» отсека каждого ПГ на момент отбора пробы, Бк/кг	3 граница первого контура	5	-	-	-	-	-	-	-	-	Является предельным значением, обеспечивающим отсутствие превышения предельного значения активности во втором контуре
5 Средняя удельная активность ради-	3 граница первого	185	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.1.2

Параметр	Барьер	Значение предела для эксплуатационного состояния								Примечание	
		C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8		
онуклида ¹³¹ I в продувочной воде всех ПГ, Бк/кг	контура										
6 Степень натяжения пучка АП-55 СПЗО, МН ¹⁰⁾	4 герметичное ограждения	8,58	8,58	8,58	-	-	-	8,58	8,58	-	-

¹⁾ при непределамеренном росте мощности в состоянии С2 данный предел безопасной эксплуатации фактически контролируется в состоянии С1 при достижении мощности более 20 % Nном;
²⁾ при отключённых датчиках СКУТ и при наличии ТВС в реакторе;
³⁾ при отсутствии выполнения ТТО, связанных с транспортированием ТВС;
⁴⁾ определяется с использованием кривой согласно рисунку 1;
⁵⁾ для условий гидравлических испытаний;
⁶⁾ с учётом допустимого наличия протечки теплоносителя первого контура из первого контура во второй;
⁷⁾ при температуре корпуса ПГ более 100 °С;
⁸⁾ при выполнении ТТО, связанных с транспортированием ТВС
⁹⁾ указанному уровню активности соответствует 25 негерметичных твэлов (0,048 % от общего количества твэлов в активной зоне) при условии поступления равномерного распределения разгерметизировавшихся твэлов по энергонапряженности и выгоранию и отсутствия значительных изменений микро- и макроструктуры топливной матрицы, существенно снижающих ее способность, как первого физического барьера, задерживать распространение радиоактивных продуктов деления, а также соотношения между количествами газонеплотных твэлов и твэлов с прямыми контактом ядерного топлива с теплоносителем, равного 10:1, что соответствует соотношению, принятому в НП-082-07.
¹⁰⁾ минимальные усредненные значения усилий натяжения на концах канатов, обеспечивающие выполнение критерия безопасности для защитной оболочки по уровню преднапряжения, в канатах цилиндрической части: 8,58 МН, в U – образных канатах: 9,17 МН

Примечание – барьер 1 – топливная матрица, барьер 2 – оболочка твэла/твэга, барьер 3 – граница контура теплоносителя первого контура реактора, барьер 4 – герметичное ограждение.

Проектные пределы повреждения топлива

Как же связаны пределы и условия безопасной эксплуатации АС с состоянием ядерного топлива и повреждений твэл?

Основными критериями при проектировании активной зоны реактора являются пределы повреждения топлива (твэл). При этом различают дефекты типа газовой неплотности от числа твэлов в активной зоне и дефекты прямой контакт ядерного топлива с теплоносителем от числа твэлов в активной зоне. Предел безопасной эксплуатации по качеству и величине дефектов твэлов называют первый проектный предел.

Максимальный проектный предел повреждения твэл называют второй проектный предел.

Во всех режимах нормальной эксплуатации и режимах с нарушениями нормальных условий эксплуатации обеспечивается не превышение первого проектного предела повреждения твэл, а в аварийных режимах – не превышение второго проектного предела повреждения твэл.

К группе проектных аварий относятся маловероятные исходные события, в которых принципы анализа безопасности проводятся в соответствии с определением проектной аварии.

Для проектных аварий установлен максимальный проектный предел повреждения твэлов, соответствующий следующим предельным параметрам:

- температура оболочек твэлов: не более 1200 °С;
- эквивалентная степень окисления оболочек твэлов: не более 18% от исходной толщины оболочки;
- доля прореагировавшего циркония в активной зоне: не более 1% его массы в оболочках твэлов;
- максимальная температура топлива должна быть не выше температуры плавления.

Для тяжелых аварий с расплавлением активной зоны установлены следующие критерии:

- концентрация смеси газов, которые образуются в реакторе и подреакторном пространстве после выпадения расплава, не должна достигать взрывоопасного значения;
- давление в первом и втором контурах не должно превышать соответствующих значений давлений гидроиспытаний на прочность;

- если остатки активной зоны нельзя охладить внутри корпуса реактора, то в момент проплавления корпуса давление в системе теплоносителя первого контура должно быть не более 1 МПа;
- допустимое воздействие импульса давления на элементы шахты бетонной: 150 кПа * с;
- максимально допустимо давление в шахте бетонной: 2,0 МПа;
- должно исключаться кипение расплава;
- должна быть обеспечена подкритичность разрушенной и расплавленной активной зоны.

Параметры ПБЭ характеризующие воздействие на соответствующие физические барьеры для эксплуатационных состояний приведены в таблице 2.1.3.

Таблица 2.1.3 – Параметры ПБЭ характеризующие воздействие на соответствующие физические барьеры

Эксплуатационное состояние	Топливная матрица	Оболочка твэл/твзг	Граница контура теплоносителя первого контура реактора
Работа на мощности	Коэффициент запаса до кризиса теплообмена. Нейтронная мощность реактора. Период реактора. Линейное энерговыделение	Коэффициент запаса до кризиса теплообмена. Уровень теплоносителя первого контура по СКУТ. Уровень активности теплоносителя первого контура. Уровень в БВ. Температура воды в БВ	Давление в первом контуре. Давление во втором контуре. Расход течи теплоносителя первого контура (ограничивает активность в герметичном ограждении). Расход протечки теплоносителя из первого контура во второй (ограничивает активность во втором контуре).
Выход на МКУ	Период реактора.	Уровень теплоносителя первого контура по СКУТ Уровень в БВ. Температура воды в БВ	Давление в первом контуре. Давление во втором контуре. Расход течи теплоносителя первого контура (ограничивает ак-
горячее	-		

Эксплуатационное состояние	Топливная матрица	Оболочка твэл/твэг	Граница контура теплоносителя первого контура реактора
			тивность в герметичном ограждении)
холодное ²⁾	Концентрация борной кислоты в теплоносителе первого контура		Давление в первом контуре.
Останов для ремонта		Уровень теплоносителя первого контура по СКУТ. Уровень теплоносителя первого контура в реакторе ¹⁾ . Температура теплоносителя первого контура на выходе из реактора. Уровень в БВ. Температура воды в БВ	
Перегрузка топлива		Уровень в БВ. Температура воды в БВ. Уровень теплоносителя первого контура в реакторе ¹⁾ . Температура теплоносителя первого контура на выходе из реактора.	
Разогрев ²⁾	Концентрация борной кислоты в теплоносителе первого контура	Уровень теплоносителя первого контура по СКУТ.	Давление в первом контуре.
Расхолаживание		Уровень в БВ. Температура воды в БВ	Давление во втором контуре (при температуре корпуса ПГ более 100°С)
Примечание:			
¹⁾ нарушение предела безопасной эксплуатации должно определяться оперативным персоналом с учетом показаний данного уровнемера и использованием косвенных признаков снижения уровня в реакторе (интенсивное парение, увеличение температуры теплоносителя первого контура в реакторе до температуры насыщения и др.), в том числе, с использованием средств видеоконтроля.			
²⁾ контроль целостности границы контура теплоносителя первого контура реактора обеспечивается путем визуального осмотра при проведении испытаний на плотность в указанных состояниях.			

2.1.2 Пределы безопасной эксплуатации по радиационным параметрам

Пределы безопасной эксплуатации по выбросам и сбросам установлены на уровнях, представленных в таблицах 2.1.4а-2.1.4б. Превышение установленных уровней в режиме нормальной эксплуатации не допускается.

При нарушении пределов безопасной эксплуатации по радиационным параметрам реакторная установка должна быть немедленно остановлена кнопкой АЗ и переведена в холодное состояние.

Таблица 2.1.4а – Пределы безопасной эксплуатации по выбросам (ПДВ)

№ п/п	Наименование подразделения (цех, завод)	№ и/или наименование источника выброса	Наименование радиоактивного вещества (радионуклида)	Форма выброса (газ, аэрозоль, химическая форма)	Нормативы выброса, ПДВг, Бк/год
1	НВАЭС-2	Вентиляционная труба энергоблока № 1	^3H	газ	$1,595 \cdot 10^{15}$
			^{14}C	газ	$2,27 \cdot 10^{13}$
			^{60}Co	аэрозоль	$3,70 \cdot 10^{10}$
			^{87}Kr	газ	$3,45 \cdot 10^{15}$
			^{88}Kr	газ	$2,43 \cdot 10^{15}$
			^{131}I	аэрозоль	$9,00 \cdot 10^{10}$
			^{134}Cs	аэрозоль	$4,50 \cdot 10^9$
			^{137}Cs	аэрозоль	$1,00 \cdot 10^{10}$
			^{133}Xe	газ	$3,45 \cdot 10^{15}$
			^{135}Xe	газ	$3,45 \cdot 10^{15}$
2	НВАЭС-2	Вентиляционная труба энергоблока № 2	^3H	газ	$1,595 \cdot 10^{15}$
			^{60}Co	аэрозоль	$3,70 \cdot 10^{10}$
			^{87}Kr	газ	$3,45 \cdot 10^{15}$
			^{88}Kr	газ	$2,43 \cdot 10^{15}$
			^{131}I	аэрозоль	$9,00 \cdot 10^{10}$
			^{134}Cs	аэрозоль	$4,50 \cdot 10^9$
			^{137}Cs	аэрозоль	$1,00 \cdot 10^{10}$
			^{133}Xe	газ	$3,45 \cdot 10^{15}$
			^{135}Xe	газ	$3,45 \cdot 10^{15}$
			^{138}Xe	газ	$3,45 \cdot 10^{15}$

№ п/п	Наименование подразделения (цех, завод)	№ и/или наименование источника выброса	Наименование радиоактивного вещества (радионуклида)	Форма выброса (газ, аэрозоль, химическая форма)	Нормативы выброса, ПДВг, Бк/год
3	НВАЭС-2	Вентиляционная труба 01УКН	^{60}Co	аэрозоль	$9,50 \cdot 10^9$
			^{134}Cs	аэрозоль	$4,50 \cdot 10^9$
			^{137}Cs	аэрозоль	$8,90 \cdot 10^9$
4	НВАЭС-2	Вентиляционная труба 02УКН	^{60}Co	аэрозоль	$9,50 \cdot 10^9$
			^{134}Cs	аэрозоль	$4,50 \cdot 10^9$
			^{137}Cs	аэрозоль	$8,90 \cdot 10^9$
5	НВАЭС-2	Вентиляционная труба 03УКН	^{60}Co	аэрозоль	$9,50 \cdot 10^9$
			^{134}Cs	аэрозоль	$4,50 \cdot 10^9$
			^{137}Cs	аэрозоль	$8,90 \cdot 10^9$

Условием соблюдения предела безопасной эксплуатации (ПДВ^г) при наличии в выбросах нескольких радионуклидов является соотношение:

$$\sum_r \frac{Q^r}{\text{ПДВ}^r} \leq 1,$$

где:

ПДВ^г – предельно допустимый выброс радионуклида г с АС в атмосферу, Бк/год;

Q^г – суммарный годовой выброс радионуклида г из всех источников АС, Бк/год.

Таблица 2.1.4б – Допустимые сбросы радиоактивных веществ НВАЭС в водные объекты

№ п/п	Наименование подразделения (цех, завод)	№ и/или наименование источника сброса	Наименование радиоактивного вещества (радионуклида)	Норматив сброса (ДС), Бк/год
1	Нововоронежская атомная станция	Выпуск GMS НВАЭС-2	^3H	$1,14 \cdot 10^{15}$
			^{60}Co	$2,17 \cdot 10^9$
			^{134}Cs	$8,95 \cdot 10^8$
			^{137}Cs	$1,39 \cdot 10^9$

Норматив допустимого сброса по выпуску GMS ограничивает поступление радиоактивных веществ, содержащихся в дебалансных водах блоков №№ 1, 2 НВАЭС-2, через систему продувки 00GMS в р. Дон. Сбросы радиоактивных веществ для отдельных блоков НВАЭС-2 не нормируются

Условием соблюдения предела безопасной эксплуатации ($ДС^{r,i}$) при наличии в сбросах нескольких радионуклидов является:

$$\sum_{r,i} \frac{Q^{r,i}}{ДС^{r,i}} \leq 1,$$

где:

$ДС^{r,i}$ – предел безопасной эксплуатации по сбросам г-го радионуклида через i-ый источник с жидкими стоками, Бк/год;

$Q^{r,i}$ – суммарный годовой сброс г-го радионуклида через i-ый источник с жидкими стоками, Бк/год.

2.2 Условия безопасной эксплуатации

В совокупности с пределами безопасной эксплуатации условия безопасной эксплуатации (УБЭ) определяют область, в которой обоснована безопасность атомной станции. Условия безопасной эксплуатации устанавливаются в проектной документации и приводятся в технологическом регламенте эксплуатации АС для всех предусмотренных проектом АС эксплуатационных состояний и эксплуатационных режимов.

Условия безопасной эксплуатации включают в себя, прежде всего, минимальные требования по количеству и состояниям работоспособности систем и элементов, важных для безопасности, при котором обеспечивается безопасность при проектных авариях (с учетом нормативного принципа единичного отказа). Каждая из основных функций безопасности в зависимости от конкретного исходного события характеризуется определенной конфигурацией систем безопасности, необходимой для ее выполнения. При выводе оборудования систем безопасности в ремонт, конфигурация систем безопасности изменяется, что приводит к снижению надежности выполнения функций безопасности. При этом допустимое время неработоспособности должно быть обосновано. Обоснование условий безопасной эксплуатации, устанавливаемых для различных состояний блока, может быть выполнено только с применением вероятностных методов анализа безопасности.

Целью установления УБЭ является ограничение риска, связанного с эксплуатацией энергоблока в состояниях с неполной конфигурацией систем важных для безопасности. При этом ограничение риска, мерой которого является частота повреждения активной зоны, достигается за счет перевода блока в состояния останова, характеризующиеся, как предполагается, более низким уровнем риска из-за:

- меньшего количества возможных исходных событий;
- более мягкими требованиями к системам безопасности (с точки зрения требуемой от них производительности) и к запасу времени для действий оператора из-за более низких тепловыделений (в случае «холодного» останова).

Например, в состоянии с остановленным расхожденным реактором полностью исключены исходные события, требующие останова реактора действием аварийной защиты (в том числе, обесточивания, вызванные отключением блока от сети после АЗ), практически исключены исходные события с малыми, средними и большими течами 1 контуров, обусловленные разрывами трубопроводов реакторной установки. Следовательно, ремонт отказавшего оборудования систем важных для безопасности может выполняться со значительно меньшим риском для безопасности АЭС.

Однако, до достижения указанного состояния, блок будет находиться некоторое время на мощности, а затем будет иницирован процесс т.н. административного останова с неполной конфигурацией систем, то есть переход в «горячее» или «холодное» состояние, который внесет некоторый дополнительный риск. Кроме того, в ряде состояний останова имеется меньший набор функций, которые могут быть выполнены для обеспечения безопасности, а также меньшее число систем энергоблока, которые могут быть использованы для выполнения этих функций. Например, в «холодном» состоянии для отвода остаточных тепловыделений нельзя использовать системы второго контура.

Полный перечень условий БЭ очень велик, поэтому здесь мы приведем лишь условия, касающиеся некоторых систем безопасности. Перечень условий безопасной эксплуатации и границы их действия в различных состояниях РУ приведены в таблице 2.2.1.

Запрещается эксплуатация оборудования энергоблока, исчерпавшего свой проектный ресурс циклического нагружения. Эксплуата-

ция может быть продолжена при наличии согласованного в установленном порядке обосновывающего анализа, представленного эксплуатирующей организацией.

Нарушение УБЭ следует фиксировать в момент начала останова РУ в горячее или холодное состояние (или перевода в состояние «останов для ремонта» из холодного состояния) приведенное в столбце 6 таблицы 2.2.1. Устранение нарушения в исходном (текущем) состоянии РУ за допустимое время, приведенное в столбце 5 таблицы 2.2.1, не является нарушением УБЭ (время, указанное в скобках в столбце 5, соответствует исходному состоянию РУ, указанному в скобках в столбце 2).

Таблица 2.2.1 – Условия безопасной эксплуатации (УБЭ) и границы их действия в различных состояниях РУ

Условия безопасной эксплуатации	Исходное состояние НЭ РУ	Нарушение условия безопасной эксплуатации	Действия оперативного персонала	Время выполнения действия	Конечное состояние
1. Системы безопасности					
1.1 Защитные системы безопасности					
1.1.1 Система аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки (активная часть) JNA					
1.1.1.1 Работоспособны оба канала системы, в том числе: <ul style="list-style-type: none"> – насосы аварийного расхолаживания 11JNA11AP001, 12JNA21AP001 – насосы аварийного расхолаживания 11JNA12AP001, 12JNA22AP001 – насосы водоструйные основные 11JNA12BN001, 12JNA22BN001; – теплообменники аварийного расхолаживания 	Работа на мощности (реактор на МКУ мощности)	1) Неработоспособность одного канала JNA из-за отказа резервированного элемента (Резервный элемент – элемент канала, при отказе которого его функцию выполняет исправный аналогичный элемент при этом канал остается работоспособным), (Нерезервированный элемент – элемент канала не имеющий резерва, отказ которого приводит к откату канала)	А1. Восстановить работоспособность канала ¹⁾ В1. Выполнить проверку работоспособности аналогичного элемента другого канала системы В2. Если В1 успешно – находиться в текущем состоянии В3. Если в В1 выявлен отказ еще	72 часа 8 часов 64 часа	Текущее Текущее Текущее холодное состояние

продолжение таблицы 2.2.1

Условия безопасной эксплуатации	Исходное состояние НЭ РУ	Нарушение условий безопасной эксплуатации	Действия оперативного персонала	Время выполнения действия	Конечное состояние
<ul style="list-style-type: none"> – 11JNA10AC001, 12JNA20AC001; – арматура, КИП, технологические защиты и блокировки, сигнализация; – бассейн выдержки должен содержать аварийный запас раствора борной кислоты с концентрацией не менее 16 г/дм³ объемом не менее 750 м³ сверх нормального уровня, требуемого для хранения отработанного топлива 			<p>одного канала – внепланово перевести энергоблок в «Холодное состояние»</p> <p>A2. Если работоспособность по A1 не восстановлена за допустимое время – внепланово перевести энергоблок в</p>	7 (6) часов	горячее состояние
			<p>«Горячее состояние»</p> <p>A3. Восстановить работоспособность канала</p> <p>A4. Если работоспособность по A3</p>	113 часов 24 часа	горячее состояние холодное состояние

продолжение таблицы 2.2.1

Условия безопасной эксплуатации	Исходное состояние НЭ РУ	Нарушение условия безопасной эксплуатации	Действия оперативного персонала	Время выполнения действия	Конечное состояние
			не восстановлена за допустимое время – внепланово перевести энергоблок в «Холодное состояние»		
	Горячее состояние, разогрев	2) Не работоспособность одного канала JNA из-за отказа резервированного элемента	А1. Восстановить работоспособность канала В1. Выполнить проверку работоспособности аналогичного элемента другого канала системы	192 часа 8 часов	текущее текущее
			В2. Если В1 успешно – находиться в текущем состоянии	184 часа	текущее
			В3. Если в В1 выявлен отказ еще одного канала –	24 часа	холодное состояние

продолжение таблицы 2.2.1

Условия безопасной эксплуатации	Исходное состояние НЭ РУ	Нарушение условий безопасной эксплуатации	Действия оперативного персонала	Время выполнения действия	Конечное состояние
			<p>внепланово перевести энергоблок в «Холодное состояние»</p> <p>A2. Если работоспособность по A1 не восстановлена за допустимое время – внепланово перевести энергоблок в «Холодное состояние»</p>	24 часа	холодное состояние
	Работа на мощности (реактор на МКУ мощности, горячее состояние, разогрев)	3) Неработоспособность резервированного элемента одного канала JNA	<p>A1. Восстановить работоспособность резервированного элемента канала</p> <p>B1. Выполнить проверку (по сигналам УСБТ от систем электроснабжения НЭ, за исключением запуска от ДГ) работоспо-</p>	240 часов 8 часов	Текущее текущее

продолжение таблицы 2.2.1

Условия безопасной эксплуатации	Исходное состояние НЭ РУ	Нарушение условия безопасной эксплуатации	Действия оперативного персонала	Время выполнения действия	Конечное состояние
			<p>способности другого резервируемого элемента канала</p> <p>В2. Если В1 успешно – находиться в текущем состоянии</p> <p>В3. Если в В1 выявлен отказ другого резервируемого элемента канала – действовать как при нерработоспособности одного канала JNA</p> <p>А2. Если работоспособность по А1 не восстановлена за допустимое время – внепланово перевести энергоблок в «Холодное состояние»</p>	<p>232 часа</p> <p>См. п. 1.1.1.1.1 (подпункт 1)</p> <p>31 (30, 24, 24) час</p>	<p>текущее</p> <p>текущее</p> <p>холодное состояние</p>

продолжение таблицы 2.2.1

Условия безопасной эксплуатации	Исходное состояние НЭ РУ	Нарушение условия безопасной эксплуатации	Действия оперативного персонала	Время выполнения действия	Конечное состояние
	Работа на мощности (реактор на МКУ мощности, горячее состояние, разогрев)	4) Неработоспособность двух каналов JNA (за исключением отказов элементов линий вывода теплоносителя первого контура)	A1. Внепланово перевести энергоблок в «Холодное состояние». A2. Организовать круглосуточные работы по восстановлению работоспособности одного из каналов	31 (30, 24, 24) час	Холодное состояние
1.1.1.2 Работоспособно не менее одного канала системы	Холодное состояние, останов для ремонта, перегрузка топлива, расхолаживание	Неработоспособность двух каналов JNA	Организовать круглосуточные работы по восстановлению работоспособности одного из каналов	В кратчайший срок	холодное состояние
1.1.2 Система аварийного охлаждения активной зоны реактора (пассивная часть) JNG50-80					
1.1.2.1 Работоспособна пассивная часть САОЗ. Каждая из емкостей должна содержать	Работа на мощности (реактор)	Неработоспособность одного канала в том числе:	A1. Получить подтверждение возникновения отказа	0,5 часа	текущее

продолжение таблицы 2.2.1

Условия безопасной эксплуатации	Исходное состояние НЭ РУ	Нарушение условия безопасной эксплуатации	Действия оперативного персонала	Время выполнения действия	Конечное состояние
<p>жать раствор борной кислоты с температурой 20 – 70 °С, концентрацией 16-20 г/дм³ при давлении азота в емкостях (5,9±0,1) МПа и уровне раствора в емкостях (7350±50) мм.</p> <p>В состоянии «разогрев» при давлении в первом контуре более 6,37 МПа система подключена к первому контуру (кроме режима гидравлических испытаний первого контура). В состоянии «расхолаживание» при снижении давления в первом контуре менее 8,83 – 9,81 МПа система отключена от первого контура</p>	<p>на МКУ мощности, горячее состояние, разогрев, расхолаживание)</p>	<p>- течь из емкости SAO3, неплотность обшей прокладок люка-лаза или узла уплотнения блока ТЭН;</p> <p>- неработоспособность обшей ИПУ емкости SAO3;</p> <p>- неработоспособность хотя бы одной из быстродействующих задвижек или блокировок, действующих на их закрытие;</p> <p>- отклонение температуры, давления, уровня или концентрации борной кислоты за допустимые пределы и невозможность корректировки этих параметров;</p>	<p>A2. Внепланово перевести энергоблок в «Холодное состояние»</p>	<p>31 (30, 24, 24, 24) час</p>	<p>холодное состояние</p>

продолжение таблицы 2.2.1

Условия безопасной эксплуатации	Исходное состояние НЭ РУ	Нарушение условия безопасной эксплуатации	Действия оперативного персонала	Время выполнения действия	Конечное состояние
1.1.4 Система приводов СУЗ JDA (механическая часть СУЗ)					
1.1.4.1 Система приводов СУЗ JDA должна обеспечивать время падения каждого ОР до нижних концевых выключателей в режиме АЗ не более 4 с при нормальных параметрах первого контура (давления, температуры теплоносителя первого контура, расхода через реактор)	Горячее состояние	Превышение времени падения ОР СУЗ	Внепланово перевести энергоблок в «Останов для ревизии привода» для ревизии привода	67 (66) часов	останов для ремонта
1.1.5 Система аварийного расхолаживания парогенераторов (САР) JNB10-40					
1.1.5.1 Работоспособны оба канала системы САР, в том числе:	Работа на мощности (реактор на МКУ мощности)	1) Неработоспособность одного канала JNB10-40 из-за отказа резервированного элемента	А1. Восстановить работоспособность канала В1. Выполнить проверку работы	72 часа 8 часов	текущее текущее
– насосы аварийного расхолаживания ПГ 11JNB10AP001,					

продолжение таблицы 2.2.1

Условия безопасной эксплуатации	Исходное состояние НЭ РУ	Нарушение условий безопасной эксплуатации	Действия оперативного персонала	Время выполнения действия	Конечное состояние
11JNB10AP002, 12JNB30AP001, 12JNB10AP002; – теплообменники аварийного расхолаживания ПГ 11JNB10AC001, 12JNB30AC001; – арматура, КИП, технологические защиты и блокировки, сигнализация			способности аналогичного элемента другого канала системы В2. Если В1 успешно – находиться в текущем состоянии В3. Если в В1 выявлен отказ еще одного канала – внепланово перевести энергоблок в «Холодное состояние» А2. Если работоспособность по А1 не восстановлена за допустимое время – внепланово перевести энергоблок в «Горячее	64 часа 31 (30) час 7 (6) часов 113 часов	текущее холодное состояние горячее состояние горячее

продолжение таблицы 2.2.1

Условия безопасной эксплуатации	Исходное состояние НЭ РУ	Нарушение условия безопасной эксплуатации	Действия оперативного персонала	Время выполнения действия	Конечное состояние
			состояние» А3. Восстановить работоспособность канала А4. Если работоспособность по А3 не восстановлена за допустимое время – внепланово перевести энергоблок в «Холодное состояние»	24 часа	состояние холодное состояние
	Горячее состояние, разогрев	2) Не работоспособность одного канала JNB10-40 из-за отказа резервированного элемента	А1. Восстановить работоспособность канала В1. Выполнить проверку работоспособности аналогичного элемента другого канала системы	192 часа 8 часов	текущее текущее

продолжение таблицы 2.2.1

Условия безопасной эксплуатации	Исходное состояние НЭ РУ	Нарушение условия безопасной эксплуатации	Действия оперативного персонала	Время выполнения действия	Конечное состояние
			<p>В2. Если В1 успешно – находиться в текущем состоянии</p> <p>В3. Если в В1 выявлен отказ еще одного канала – внепланово перевести энергоблок в «Холодное состояние»</p>	<p>184 часа</p> <p>24 часа</p> <p>24 часа</p>	<p>текущее</p> <p>холодное состояние</p> <p>холодное состояние</p>
	Работа на мощности (реактор	3) Не работоспособность резервированного элемента одно-	<p>А2. Если работоспособность по А1 не восстановлена за допустимое время – внепланово перевести энергоблок в «Холодное состояние»</p> <p>А1. Восстановить работоспособность резервированного</p>	240 часов	текущее

продолжение таблицы 2.2.1

Условия безопасной эксплуатации	Исходное состояние НЭ РУ	Нарушение условий безопасной эксплуатации	Действия оперативного персонала	Время выполнения действия	Конечное состояние
	на МКУ мощности, горячее состояние, разогрев)	го канала JNB10-40	<p>элемента канала</p> <p>V1. Выполнить проверку (по сигналам УСБТ от систем электроснабжения НЭ, за исключением запуска от ДГ) работоспособности другого резервируемого элемента канала</p> <p>V2. Если V1 успешно – находиться в текущем состоянии</p> <p>V3. Если в V1 выявлен отказ другого резервируемого элемента канала – действовать как при неработоспособности одного</p>	8 часов	текущее
				232 часа	текущее
				См. п. 1.1.5.1 подпункт 1)	текущее
				31 (30, 24, 24) час	

продолжение таблицы 2.2.1

Условия безопасной эксплуатации	Исходное состояние НЭ РУ	Нарушение условий безопасной эксплуатации	Действия оперативного персонала	Время выполнения действия	Конечное состояние
			канала JNB10-40 A2. Если работоспособность по A1 не восстановлена за допустимое время – внепланово перевести энергоблок в «Холодное состояние»		холодное состояние
	Работа на мощности (реактор на МКУ мощности, горячее состояние, разогрев)	4) Неработоспособность двух каналов JNB10-40	A1. Внепланово перевести энергоблок в «Холодное состояние». A2. Организовать круглосуточные работы по восстановлению работоспособности одного из каналов	31 (30, 24, 24) час В кратчайший срок	холодное состояние холодное состояние
		2) Неработоспособность одного ПК ПГ и БРУ-А на одном ПГ	Внепланово перевести энергоблок в «Холодное состоя-	31 (30, 24, 24, 24) час	холодное состояние

продолжение таблицы 2.2.1

Условия безопасной эксплуатации	Исходное состояние НЭ РУ	Нарушение условий безопасной эксплуатации	Действия оперативного персонала	Время выполнения действия	Конечное состояние
		3) Неработоспособность одного ИГУ ПГ на петле с работающими ГЦНА	Разгрузить энергоблок до разрешённой мощности, отключить ГЦНА	Сразу после обнаружения и подтверждения факта.	Разрешённая мощность в зависимости от числа работающих ГЦНА
1.3. Обеспечивающие системы безопасности					
1.3.3 Система аварийного электроснабжения потребителей 1 и 2 групп надёжности (САЭ)					
1.3.3.1 Работоспособны оба канала САЭ, в том числе:					
1.3.3.1.1 Дизель-генераторы ХКА10, ХКА20 и их вспомогательные системы полностью проверены и находятся в постоянной готовности к автоматическому или дистанционному запуску и автоматическому принятию нагрузки	Работа на мощности (реактор на МКУ мощности)	1) Неработоспособность одного канала САЭ из-за отказа нерезервированного элемента любой из перечисленных в п. 1.3.3.1.1-1.3.3.1.5 подсистем	А1. Восстановить работоспособность канала В1. Выполнить проверку работоспособности аналогичного элемента другого канала системы	72 часа 8 часов	текущее текущее
1.3.3.1.2 На секции 10 кВ 11BDA, 12BDB подано пита-				64 часа	текущее

продолжение таблицы 2.2.1

Условия безопасной эксплуатации	Исходное состояние НЭ РУ	Нарушение условий безопасной эксплуатации	Действия оперативного персонала	Время выполнения действия	Конечное состояние
<p>ние через рабочие вводы секций от источников нормальной эксплуатации и далее по штатной схеме на секции 0,4 кВ 11ВМА, 12ВМВ, 11ВМС, 12ВМД, 11ВМЕ, 12ВМФ и щиты постоянного тока 11ВВА, 12ВВВ, 11ВВС, 12ВВД</p> <p>1.3.3.1.3 Аккумуляторные батареи 11ВТА11,12, 12ВТА21,22 полностью заряжены и находятся в режиме постоянного подзарядки</p> <p>1.3.3.1.4 Все АБП подключены по штатной схеме, выпрямители АБП несут нагрузку ЩПТ и подзаряд АБ</p>			<p>В2. Если В1 успешно – находиться в текущем состоянии</p> <p>В3. Если в В1 выявлен отказ еще одного канала – внепланово перевести энергоблок в «Холодное состояние»</p> <p>А2. Если работоспособность по А1 восстановлена за допустимое время – внепланово перевести энергоблок в «Горячее состояние»</p> <p>А3. Восстановить работоспособность</p>	<p>31 (30) час</p> <p>7 (6) часов</p> <p>113 часов</p> <p>24 часа</p>	<p>холодное состояние</p> <p>горячее состояние</p> <p>горячее состояние</p> <p>холодное состояние</p>

продолжение таблицы 2.2.1

Условия безопасной эксплуатации	Исходное состояние НЭРУ	Нарушение условий безопасной эксплуатации	Действия оперативного персонала	Время выполнения действия	Конечное состояние
			канала А4. Если работоспособность по АЗ не восстановлена за допустимое время – внепланово перевести энергоблок в «Холодное состояние»		
1.3.3.2 Работоспособно не менее одного канала системы	Холодное состояние, останов для ремонта, перегрузка топлива, расхолаживание	Неработоспособность двух каналов САЭ	Организовать круглосуточные работы по восстановлению работоспособности одного из каналов	В кратчайший срок	холодное состояние, останов для ремонта, перегрузка топлива
1.4 Управляющие системы безопасности					
1.4.1 Система управления и защиты СУЗ					
1.4.1.1 Исполнительная часть подсистемы АЗ					
1.4.1.1.1 Должны быть работоспособны оба комплекта	Работа на мощности	1) Неисправность одного комплекта	А1. Устранить неисправность	8 часов	текущее

продолжение таблицы 2.2.1

Условия безопасной эксплуатации	Исходное состояние НЭ РУ	Нарушение условия безопасной эксплуатации	Действия оперативного персонала	Время выполнения действия	Конечное состояние
исполнительной части подсистемы АЗ	(реактор на МКУ мощности)	исполнительной части	А2. Если А1 не выполнен за допустимое время – внепланово перевести энергоблок в «Горячее состояние»	7 (6) часов	горячее состояние
	Работа на мощности (реактор на МКУ мощности)	2) Неисправность двух комплектующих исполнительных частей	Остановить реактор кнопкой АЗ и перевести энергоблок в «Горячее состояние»	немедленно	горячее состояние

2.3 Эксплуатационные пределы по технологическим параметрам

Эксплуатационные пределы (ЭП) – это значения параметров и характеристик состояния систем (элементов) и АС в целом, заданных проектом для нормальной эксплуатации.

ЭП устанавливаются с целью обеспечения ограничений по реализации (минимизации количества) переходных режимов с нарушениями нормальной эксплуатации блока, обеспечения несрабатывания (минимизации количества срабатываний) систем безопасности за счет действия функций ограничения, вводимых в работу технологическими защитами и блокировками, или предписанных действий персонала.

Контроль соблюдения ЭП должен осуществляться постоянно, фиксация – не реже одного раза в смену.

В данном подразделе приведены ЭП, характеризующие целостность физических барьеров и выполнение функций безопасности, границы их действия в различных состояниях РУ, указаны автоматические действия регуляторов, блокировки, защиты и действия персонала по поддержанию параметра (характеристики) в эксплуатационных пределах. Уставки срабатывания защит приведены в приложении работа на мощности, выход на МКУ мощности настоящего регламента, уставки автоматических действий регуляторов, блокировки описаны в инструкциях по эксплуатации соответствующих систем.

ЭП систем (элементов) важных для безопасности (СВБ) указаны в инструкциях по эксплуатации соответствующих систем.

Запрещается эксплуатация оборудования СВБ в случаях отклонения его характеристик от ЭП или за пределы допусков, определенных в заводских паспортах и инструкциях по эксплуатации.

Эксплуатация оборудования и систем в непроектных режимах работы оборудования допускается только при запроектных авариях по согласованным в установленном порядке процедурам.

В таблице 2.3.1 приведены эксплуатационные пределы измеряемых и рассчитываемых параметров, характеризующих состояние (целостность) физических барьеров.

В таблице 2.3.2 приведены эксплуатационные пределы измеряемых и рассчитываемых параметров, характеризующих воздействие на физические барьеры и выполнение функций безопасности.

Таблица 2.3.1 – Измеряемые параметры реакторной установки, характеризующие целостность физических барьеров

Наименование барьера	Наименование параметра (характеристики)	Эксплуатационные пределы		Уставки, блокировки, автоматические действия и действия персонала по поддержанию параметра (характеристики) в эксплуатационных пределах
		Нижний	Верхний	
Топливная матрица, оболочки ТВЭЛОВ и ТВЭЛОВ	Суммарная приведенная удельная активность реперных радионуклидов ^{131}I , ^{135}I в теплоносителе первого контура, выраженная в единицах дозового эквивалента радионуклида ^{131}I (с учетом расхода теплоносителя первого контура на СВО 30 т/ч), Бк/кг	Не лимитируется	$6,0 \cdot 10^5$	Стабилизировать мощность и параметры РУ на время 72 ч. Принять меры по снижению активности. В случае, если по истечении 72 ч активность теплоносителя первого контура по реперным изотопам ^{131}I , ^{135}I превышает эксплуатационный предел реактор должен быть переведен в «холодное» состояние в плановой технологической последовательности. Организовать устранение дефекта
Граница контура теплоносителя первого контура реактора	Протечки через границу давления системы теплоносителя первого контура в результате неорганизованных протечек, т/ч	-	0,1	В течение 6 ч не менее двух повторных измерений. При подтверждении нарушения нормальной эксплуатации блок перевести в «холодное» состояние в плановой технологической последовательности. Организовать устранение дефекта
Граница контура теплоносителя первого контура реактора	Контроль межконтурной течи в ПГ по второму контуру: допустимое значение протечки теплоносителя первого контура во второй, кг/ч;	-	2,0	Выполнить не менее двух повторных измерений. При подтверждении нарушения нормальной эксплуатации блок перевести в «холодное» состояние в плановой технологической последовательности. Организовать устранение дефекта

Наименование барьера	Наименование параметра (характеристики)	Эксплуатационные пределы		Уставки, блокировки, автоматические действия и действия персонала по поддержанию параметра (характеристики) в эксплуатационных пределах
		Нижний	Верхний	
Граница теплосистемы реактора первого контура реактора	Приведенная удельная активность радионуклида ¹³¹ I в продувочной воде из «солевого» отсека каждого ПГ на момент отбора пробы, Бк/кг	-	370	Выполнить не менее двух повторных измерений. При подтверждении нарушения нормальной эксплуатации блок перевести в «холодное» состояние в плановой технологической последовательности. Организовать устранение дефекта
Примечания	<p>1 Под переводом блока в «холодное» состояние в плановой технологической последовательности понимается снижение мощности реактора и последующее расхолаживание РУ с допустимыми для нормальной эксплуатации скоростями.</p> <p>2 Контроль протечки теплоносителя из первого контура во второй контур через неплотности в парогенераторах осуществлять со следующей периодичностью: при протечке отдельного ПГ менее 0,5 кг/ч, или приведенной удельной активности радионуклида ¹³¹I менее 37 Бк/кг контроль данного ПГ проводить не реже одного раза в неделю; при значениях протечки от 0,5 кг/ч до 2 кг/ч, или значениях приведенной удельной активности радионуклида ¹³¹I от 37 Бк/кг контроль всех ПГ осуществлять ежесуточно. Отбор пробы теплоносителя первого контура осуществлять синхронно (в пределах не более 30 мин.) с пробой продувочной воды из «солевого» отсека каждого ПГ. В отобранных пробах определять удельную активность реперных радионуклидов: ¹³¹I, ¹³²I, ¹³³I, ¹³⁴I, ¹³⁵I, ²⁴Na, ⁴²K и по их значениям производить оценку величины протечки каждого ПГ и (в виде доверительного интервала [Gmin; Gmax]). Со значением ЭП (ПБЭ) сравнивается суммарное значение протечки по всем ПГ (в виде доверительного интервала [Gs_min; Gs_max]).</p> <p>3 При превышении значением Gs_max эксплуатационного предела 2 кг/час необходимо провести не менее двух повторных измерений. При подтверждении первоначально полученного результата констатировать факт превышения эксплуатационного предела.</p> <p>4 При превышении значением Gs_max предела безопасной эксплуатации 5 кг/час выполнить повторный замер. При подтверждении полученного результата констатируется факт превышения предела безопасной эксплуатации.</p> <p>5 В случае, если значение Gs_min превысило значение ПБЭ, факт превышения ПБЭ констатируется без проведения повторного измерения.</p> <p>6 Допустимое значение приведенной удельной активности радионуклида ¹³¹I в продувочной воде из «солевого» отсека каждого ПГ на момент отбора пробы не более 370 Бк/кг. При превышении значением приведенной удельной активности радионуклида ¹³¹I эксплуатационного предела 370 Бк/кг необходимо провести не менее двух повторных измерений. При подтверждении первоначально полученного результата констатировать факт превышения эксплуатационного предела.</p> <p>7 При превышении ПБЭ по протечке теплоносителя из первого контура во второй контур блок АС должен быть остановлен и переведен в «холодное» состояние».</p>			

Таблица 2.3.2 – Измеряемые и рассчитываемые параметры реакторной установки, характеризующие выполнение функций безопасности

Наименование параметра (характеристики), раз- мерность	Номинальное значение пара- метра (характе- ристики)	Эксплуатационные пределы		Уставки, блокировки, автомати- ческие действия и действия пер- сонала по поддержанию парамет- ра (характеристики) в эксплуата- ционных пределах
		Нижний	Верхний	
1 Контроль и управление мощностью и реактивностью				
1.1 Линейное энер- говыделение; Вт/см	Область номи- нальных значений лежит ниже ли- нейной кривой, ограничивающей линейную мощ- ность твэлов и твэгов в зависи- мости от высоты активной зоны	-	Предельное значе- ние линейного энер- говыделения в зави- симости от высоты активной зоны уста- навливается с уче- том коэффициента на погрешность кон- троля и коэффици- ента на неточность знания мощности реактора. Ограничи- вающая кривая мак- симального допу- стимого значения $Q_1(z)$ для твэлов и твэгов построена по допустимым значе- ниям в соответствии с таблицами базовых уставок при работе на четырёх ГЦНА и	Контролируется оператором по по- казаниям СВРК. В этом случае срабатывает предо- предительная защита первого рода.

Наименование параметра (характеристики), размерность	Номинальное значение параметра (характеристики)	Эксплуатационные пределы		Уставки, блокировки, автоматические действия и действия персонала по поддержанию параметра (характеристики) в эксплуатационных пределах
		Нижний	Верхний	
			понижающих коэффициентов в зависимости от количества работающих ГЦНА ТРБЭ блока 1 НВАЭС-2	
1.2 Запас до кризиса теплообмена на поверхности ТВЭЛ	1,82	1,6	Не лимитируется	Контролируется оператором по показаниям СВРК. В этом случае срабатывает предупредительная защита первого рода.
1.3 Период разгона реактора, с	Более 500	40	-	Соблюдение эксплуатационного предела обеспечивает ограничение ввода положительной реактивности. (Пр ООБ) В качестве нижнего предела выбирается значение уставки (с учетом запаса по погрешности измерения) по периоду, при достижении которой в АРМР формируется запрет на движение ОР СУЗ вверх. В этом случае срабатывает предупредительная защита первого рода.
1.4 Нейтронная мощность реактора, % $N_{ном}$ (для		-		Нейтронная мощность реактора поддерживается АРМР с зоной нечувствительности $\pm 1\% N_{ном}$ в Диа-

Наименование параметра (характеристики), раз- мерность	Номинальное значение пара- метра (характе- ристики)	Эксплуатационные пределы		Уставки, блокировки, автомати- ческие действия и действия пер- сонала по поддержанию парамет- ра (характеристики) в эксплуата- ционных пределах
		Нижний	Верхний	
стационарного со- стояния): - при четырех ГЦНА; - при трех ГЦНА; - при двух ГЦНА	100 67 40		101 68 41	пазоне от 3 до 100 % $N_{ном}$. Защитные действия, формируемые при превышении данного ЭП, при- ведены в перечня условий срабаты- вания предупредительной защиты ТРБЭ блока 1 НВАЭС-2
1.5 Тепловая мощ- ность реактора, МВт/% $N_{ном}$ (для стационарного со- стояния): - при четырех ГЦНА; - при трех ГЦНА; - при двух ГЦНА	3200/100 2144/67 1280/40	-	3264/102 2208/69 1344/42	Тепловая мощность реактора под- держивается в соответствии с нейтронной мощностью реактора. Максимальное расхождение нейтронной мощности по показани- ям АКНП и тепловой мощности, рас- считанной по СВРК, составляет 1 % $N_{ном}$. Контролируется по показаниям СВРК
1.6 Коэффициенты неравномерности энерговыделения	Область номи- нальных значений лежит ниже допу- стимого распре- деления коэффи- циентов неравно- мерности энерго- выделений, опре- деляемых рас-	-	Предельные значе- ния по каждому па- раметру, введенные в СВРК, с которыми непрерывно сравни- ваются рассчитан- ные в СВРК значе- ния	Контролируется оператором по по- казаниям СВРК

Наименование параметра (характеристики), раз- мерность	Номинальное значение пара- метра (характе- ристики)	Эксплуатационные пределы		Уставки, блокировки, автомати- ческие действия и действия пер- сонала по поддержанию парамет- ра (характеристики) в эксплуата- ционных пределах
		Нижний	Верхний	
	четным путем для каждой топливной загрузки			
1.7 Скорость изме- нения мощности реактора	-	-	Таблица допустимых скоростей изменения мощности реактора	Контролируется оператором по по- казаниям текущей мощности в АКНП и СВРК, и показаний скользящей уставки выводимой на ВК РД-2 АКНП и реализуемой в аппаратуре ТХС. Защитные действия, формируемые при превышении данного ЭП, при- ведены в пунктах перечня условий срабатывания предупредительной защиты блока 1 НВАЭС-2.
2 Охлаждение активной зоны				
2.1 Температура теплоносителя первого контура в «горячих» нитках работающих цир- куляционных пе- тель, °С: - при четырех ГЦНА;	328,0 318,7 314,0		331,7 323,7 ⁶⁾ 318,5 ⁶⁾	Контролируется персоналом по по- казаниям термоконтроля ГЦТ сред- ствами СВРК. Защитные действия, для не превы- шения данного ЭП, приведены в пункте 12 таблицы перечня условий срабатывания предупредительной защиты ТРБЭ блока 1 НВАЭС-2.

Наименование параметра (характеристики), раз-мерность	Номинальное значение параметра (характеристики)	Эксплуатационные пределы		Уставки, блокировки, автоматические действия и действия персонала по поддержанию параметра (характеристики) в эксплуатационных пределах
		Нижний	Верхний	
- при трех ГЦНА; - при двух ГЦНА				
2.2 Запас до кипения в любой из «горячих» ниток петель, °С	19,8	13,0	-	Контролируется персоналом по показаниям Датчиков Давления на выходе из реактора и термомониторинга ГЦТ. Защитные действия, формируемые при уменьшении запаса до кипения, соответствующему данному ЭП, приведены в пункте 1 таблицы перечня команд и условий запуска инженерных средств обеспечения безопасности и средств нормальной эксплуатации, важных для безопасности средствами УСБТ ТРБЭ блока 1 НВАЭС-2.
2.3 Средний подогрев теплоносителя первого контура в реакторе, °С: - при четырех ГЦНА; - при трех ГЦНА; - при двух ГЦНА	30,4 22,9 17,9	-	31,0 24,0 20,5	Контролируется по показаниям СВРК. В случае нарушения предела мощность реактора должна быть снижена.

Наименование параметра (характеристики), раз- мерность	Номинальное значение параметра (характеристики)	Эксплуатационные пределы		Уставки, блокировки, автоматические действия и действия персонала по поддержанию параметра (характеристики) в эксплуатационных пределах
		Нижний	Верхний	
2.4 Подогрев теплоносителя первого контура в петле, °С/ мощность петли реактора, МВт: - при четырех ГЦНА; - при трех ГЦНА; - при двух ГЦНА	30,4/803 22,9/675 17,9/563	-	31,5/830 25,5/780 21,0/650	Контролируется по показаниям СВРК. В случае нарушения предела мощность реактора должна быть снижена.
2.5 Максимальная температура теплоносителя первого контура на выходе из ТВС, °С: - при четырех ГЦНА; - при трех ГЦНА; - при двух ГЦНА	341,4 337,4 336,4	275,0	345,0 340,2 339,0	Контролируется по показаниям СВРК. В случае нарушения предела мощность реактора должна быть снижена.
2.6 Температура теплоносителя первого контура в «холодных» нитках циркуляционных петель, °С:	298,2 296,2	-	299,7 297,7	Контролируется персоналом по показаниям термоконтроля ГЦТ средстами СВРК. В случае отклонения — действия в соответствии с инструкцией по эксплуатации

Наименование параметра (характеристики), разность	Номинальное значение параметра (характеристики)	Эксплуатационные пределы		Уставки, блокировки, автоматические действия и действия персонала по поддержанию параметра (характеристики) в эксплуатационных пределах
		Нижний	Верхний	
- при четырех ГЦНА; - при трех ГЦНА; - при двух ГЦНА	295,4		297,0	
2.7 Давление над активной зоной (по замеру на выходе из реактора), МПа.); - стационарный режим; - переходный режим	16,1 -	15,8 15,6 ²⁾	16,4 16,9 ²⁾	Поддержание параметра обеспечивается алгоритмами работы регулятора давления в первом контуре, воздействующего на регулирующий клапан впрыска, уставки срабатывания быстросрабатывающих задвижек на линиях впрыска и уставки включения/отключения групп электронагревателей КД
2.8 Расход теплоносителя первого контура через реактор, м ³ /ч; - при четырех ГЦНА; - при трех ГЦНА; - при двух ГЦНА	89000 67400 56000	85600 64600 40800	91600 69400 44800	Контролируется по показаниям СВРК
2.9 Уровень в КД, мм; - стационарный	От 5100 до 8170	-150	+150	Поддержание параметра обеспечивается алгоритмами работы регулятора уровня воды в КД, воздействию-

Наименование параметра (характеристики), разность	Номинальное значение параметра (характеристики)	Эксплуатационные пределы		Уставки, блокировки, автоматические действия и действия персонала по поддержанию параметра (характеристики) в эксплуатационных пределах
		Нижний	Верхний	
режим; - переходный режим	(в зависимости от средней температуры теплоносителя первого контура) -	от заданного - 480 ²⁾ от заданного	от заданного + 500 ²⁾ от заданного	ющего на регулирующие клапаны подпитки системы продувки
3 Отвод тепла от первого контура				
3.1 Давление пара на выходе из парового коллектора ПГ, МПа; - стационарный режим; - переходный режим	6,9 -	6,7 6,25 ²⁾	7,0 7,45 ²⁾ (давление в ГПК)	Давление в ГПК поддерживается работой регуляторов нормальной эксплуатации: АРМР, ЭГСР турбины, БРУ-К
3.2 Уровень воды в ПГ по однокамерному уравнительному сосуду, расположенному на холодном днище (от нижней образующей парогенерирующей)				Поддержание параметра обеспечивается алгоритмами работы регулятора уровня воды в ПГ, воздействующего на регулирующие клапаны системы основной питательной воды

Наименование параметра (характеристики), размерность	Номинальное значение параметра (характеристики)	Эксплуатационные пределы		Уставки, блокировки, автоматические действия и действия персонала по поддержанию параметра (характеристики) в эксплуатационных пределах
		Нижний	Верхний	
тора), мм: - стационарный режим; - переходный режим	2700	$H_{ном} - 50$ $-75^{2)}$ от номинального	$H_{ном} + 50$ $+75^{2)}$ от номинального	
3.3 Температура питательной воды в ПГ при работе ПГ на мощности, °С	225	221,5 ⁴⁾	228,5	Контролируется персоналом по показаниям датчиков температуры питательной воды ПГ
4 Целостность оборудования первого контура				
4.1 Допускаемое давление при плановых режимах разогрева и расхолаживания	Зависимость допускаемого давления от температуры для режимов планового разогрева и расхолаживания представлена на рисунке В.1 ТРБЭ блока 1 НВАЭС-2.			
4.2 Скорость разогрева первого контура, °С/ч	–	–	Не более 20	Контролируется персоналом по измерениям термометров сопротивления, установленных на корпусе реактора, а так же по термодатчикам, установленных на ПЦТ
4.3 Скорость расхолаживания пер-				Контролируется персоналом по измерениям термометров сопротивления, установленных на корпусе

Наименование параметра (характеристики), разность	Номинальное значение параметра (характеристики)	Эксплуатационные пределы		Уставки, блокировки, автоматические действия и действия персонала по поддержанию параметра (характеристики) в эксплуатационных пределах
		Нижний	Верхний	
вого контура, °С/ч	-	-	Не более 30	реактора, а так же по термодатчикам, установленных на ГЦТ
4.4 Скорость разогрева КД, °С/ч	-	-	Не более 30	Поддерживается регулятором разогрева/расхолаживания КД воздействием на регулирующий клапан впрыска в КД при включенных ТЭН КД и контролируется оператором по температуре на корпусе КД
4.5 Скорость расхолаживания КД, °С/ч	-	-	Не более 40	Поддерживается регулятором разогрева/расхолаживания КД воздействием на регулирующий клапан впрыска в КД при включенных ТЭН КД и контролируется оператором по температуре на корпусе КД
4.6 Разность температур теплоносителя первого контура в холодной нитке ГЦТ и подпитки первого контура °С	-	-	Не более 30 (не более 50 при расхолаживании РУ)	Контролируется персоналом по изменению температуры теплоносителя первого контура в холодной нитке ГЦТ и температуры подпитки первого контура
4.7 Разность между температурой теплоносителя первого контура в КД и	-	-	Не более 55	Поддерживается регулятором разогрева/расхолаживания КД воздействием на регулирующий клапан впрыска в КД при включенных ТЭН

Наименование параметра (характеристики), разность	Номинальное значение параметра (характеристики)	Эксплуатационные пределы		Уставки, блокировки, автоматические действия и действия персонала по поддержанию параметра (характеристики) в эксплуатационных пределах
		Нижний	Верхний	
температурой теплоносителя первого контура в горячих нитках петель в режиме разогрева до замены в КД азотной подушки и в режиме расхолаживания до замены в КД паровой подушки, °С				КД и контролируется оператором
4.8 Разность между температурой питательной воды, подаваемой в ПГ, и температурой корпуса ПГ, °С	-	-	Не более 120	Контролируется оператором по изменению температуры корпуса ПГ и температуры питательной воды
4.9 Разность температур теплоносителя первого контура в «холодной» нитке ГЦТ и воды, подаваемой от системы аварийного расхолаживания первого контура	-	-	Не более 40	Контролируется оператором по изменению температуры в «холодной» нитке ГЦТ и температуры воды, подаваемой от системы аварийного и планового расхолаживания первого контура

Наименование параметра (характеристики), раз- мерность	Номинальное значение параметра (характеристики)	Эксплуатационные пределы		Уставки, блокировки, автоматические действия и действия персонала по поддержанию параметра (характеристики) в эксплуатационных пределах
		Нижний	Верхний	
контура, в режиме планового расхо- лаживания				
5 Охлаждение отработавшего топлива в бассейне выдержки				
5.1 Температура воды в БВ ⁹⁾ , °С	40 – 50	20	60	Контролируется оператором по показаниям предусмотренного в БВ термоконтроля
5.2. Уровень воды в БВ ⁹⁾ , м	+25,450	+25,350	+25,550	Контролируется оператором по показаниям установленного в БВ уровня
¹⁾ Расчетное значение критической концентрации борной кислоты для текущей топливной загрузки, соответствующего выгорания топлива, мощности, положения ОР СУЗ и теплогидравлических параметров. ²⁾ С учетом результатов анализов динамической устойчивости. ³⁾ При работе на МКУ. ⁴⁾ При отключении ПВД значение нижнего предела составляет 161,5 °С. ⁵⁾ Предельные значения параметров указаны без учета погрешности измерения штатных средств контроля. ⁶⁾ На петле с работающим ГЦНА.				

Эксплуатационные пределы по неравномерности энерговыделения.

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

$$K_v \text{ пред. (i,j)} = K_v \text{ доп. (i,j)} / (0.17 + 0.83 N_{\text{тек}} / N_{\text{доп}}),$$

где:

i – номер высотного слоя активной зоны с нумерацией от низа активной зоны ($i = 1, 2, \dots, n$);

j – номер ТВС ($j = 1, 2, \dots, 163$);

n – количество контролируемых слоёв по высоте активной зоны;

K_v доп.(i,j) – предельно допустимое значение $K_{v(i,j)}$ на номинальном уровне мощности реактора;

$N_{\text{тек}}$ – текущая мощность реактора;

$N_{\text{доп}}$ – допустимая мощность реактора, зависящая от количества работающих ГЦНА.

Для первой кампании массив K_v доп.(i,j) для всех ТВС (для всех значений j) задается на основе данных, приведённых в таблице:

Наименование	Значение						
Координата от низа активной зоны, %	7,1	21,4	35,7	50,0	64,3	78,6	92,9
Коэффициент неравномерности объемного энерговыделения, K_v доп.(i,j) отн. ед.	1,90	1,90	1,90	1,90	1,74	1,58	1,42
Примечание: при произвольном количестве точек контроля значения K_v доп.(i,j) выше 50 % от низа активной зоны определяются линейной интерполяцией от 1,90 (при высоте 50%) до 1,33 при высоте 100 %							

Для второй и всех последующих топливных загрузок расчет предельно допустимых значений объемного энерговыделения K_v доп.(i,j) для каждой ТВС проводится в соответствии с методикой, разработанной ОКБ «ГИДРОПРЕСС». Конкретные значения K_v доп.(i,j) определяются при проведении нейтронно-физических расчетов и должны быть приведены в «Отчете НФХ...» и «Альбоме НФХ...» для каждой текущей загрузки. Значения коэффициентов K_v доп.(i,j) для различных моментов топливной загрузки рассчитываются с шагом по времени не более 40 эффективных суток. При этом на интервалах по выгоранию используются минимальные зна-

чения коэффициентов из полученных на границах этого интервала. Предельные значения K_v доп(i,j) устанавливаются в СКУД в качестве уставки сигнализации и изменяются автоматически в зависимости от текущего значения мощности реактора.

Алгоритмы предупреждения и устранения превышения предельно допустимых значений $K_v(i,j)$ даны в приложении 6.

Определены также Эксплуатационные пределы по условиям отклонения частоты тока в энергосистеме .

Допускается эксплуатация РУ в условиях отклонения частоты тока в энергосистеме от номинального значения с учетом следующих ограничений по времени:

- в диапазоне 50,5 – 51,0 Гц – не более 3 мин в каждом отдельном случае и не более 500 мин за весь срок службы;
- в диапазоне 49,0 – 50,5 Гц – без ограничений;
- в диапазоне 49,0 – 48,0 Гц – не более 5 мин в каждом отдельном случае и не более 750 мин за весь срок службы;
- в диапазоне 48,0 – 47,0 Гц – не более 1 мин в каждом отдельном случае и не более 180 мин за весь срок службы;
- в диапазоне 47,0 – 46,0 Гц – не более 10 с в каждом отдельном случае и не более 30 мин за весь срок службы.

2.4 Эксплуатационные пределы по радиационным параметрам

2.4.1 Эксплуатационные пределы по выбросам в атмосферу радиоактивных газов и аэрозолей

В соответствии с п. 5.23. СП АС-03 эксплуатационные пределы энергоблока № 1 НВАЭС-2 по выбросам радионуклидов (ИРГ; ^{131}I в газовой и аэрозольной фазе; ^{60}Co ; ^{134}Cs ; ^{137}Cs) в атмосферу установлены на уровне годовых допустимых выбросов радионуклидов (ДВ).

Установленные для энергоблока №1 значения эксплуатационных пределов не должны превышать при работе всех энергоблоков НВАЭС-2.

Выброс радиоактивных веществ из всех энергоблоков НВАЭС-2 за год не должен превышать величин приведённых в таблице 2.4.1

Таблица 2.4.1 – Годовые допустимые выбросы радиоактивных веществ

№ п/п	Наименование подразделения (цех, завод)	№ и/или наименование источника выброса	Наименование радиоактивного вещества (радио-нуклида)	Форма выброса (газ, аэрозоль, химическая форма)	Нормативы выброса, ДВг, Бк/год
1	НВАЭС-2	ВТ энергоблока № 1	^3H	газ	$3,19 \cdot 10^{14}$
			^{14}C	газ	$4,54 \cdot 10^{12}$
			^{60}Co	аэрозоль	$7,40 \cdot 10^9$
			^{87}Kr	газ	$6,90 \cdot 10^{14}$
			^{88}Kr	газ	$4,86 \cdot 10^{14}$
			^{131}I	аэрозоль	$1,80 \cdot 10^{10}$
			^{134}Cs	аэрозоль	$9,00 \cdot 10^8$
			^{137}Cs	аэрозоль	$2,00 \cdot 10^9$
			^{133}Xe	газ	$6,90 \cdot 10^{14}$
			^{135}Xe	газ	$6,90 \cdot 10^{14}$
2	НВАЭС-2	ВТ энергоблока № 2	^3H	газ	$3,19 \cdot 10^{14}$
			^{60}Co	аэрозоль	$7,40 \cdot 10^9$
			^{87}Kr	газ	$6,90 \cdot 10^{14}$
			^{88}Kr	газ	$4,86 \cdot 10^{14}$
			^{131}I	аэрозоль	$1,80 \cdot 10^{10}$
			^{134}Cs	аэрозоль	$9,00 \cdot 10^8$
			^{137}Cs	аэрозоль	$2,00 \cdot 10^9$
			^{133}Xe	газ	$6,90 \cdot 10^{14}$
			^{138}Xe	газ	$6,90 \cdot 10^{14}$
3	НВАЭС-2	ВТ 01УКН	^{60}Co	аэрозоль	$1,90 \cdot 10^9$
			^{134}Cs	аэрозоль	$9,00 \cdot 10^8$
			^{137}Cs	аэрозоль	$1,78 \cdot 10^9$
4	НВАЭС-2	ВТ 02УКН	^{60}Co	аэрозоль	$1,90 \cdot 10^9$
			^{134}Cs	аэрозоль	$9,00 \cdot 10^8$
			^{137}Cs	аэрозоль	$1,78 \cdot 10^9$

Для текущего контроля соблюдения эксплуатационных пределов по выбросам в атмосферу радиоактивных газов и аэрозолей, независимо от числа действующих энергоблоков НВАЭС, установлены контрольные уровни (КУ) выбросов радиоактивных газов и аэрозолей за сутки и за месяц. Значения контрольных уровней выбросов за месяц и за сутки приведены в таблицах 2.4.2 и 2.4.3 соответственно.

Таблица 2.4.2 – КУ выбросов радиоактивных веществ за месяц

№	Наименование подразделения (цех, завод)	№ и/или наименование источника сброса	Наименование радиоактивного вещества (радионуклида)	КУмес, Бк/мес
1 1	Нововоронежская атомная станция	Выпуск GMS НВАЭС-2	^3H	$9,5 \cdot 10^{13}$
			^{60}Co	$1,8 \cdot 10^8$
			^{134}Cs	$7,5 \cdot 10^7$
			^{137}Cs	$1,2 \cdot 10^8$
Примечание – В отдельные месяцы допускается сброс радионуклидов, превышающий КУ до 3 раз, при условии, что не будет превышен годовой ЭП.				

Таблица 2.4.3 – КУ выбросов радиоактивных веществ за сутки

№	Наименование подразделения (цех, завод)	№ и/или наименование источника сброса	Наименование радиоактивного вещества (радионуклида)	КУсут, Бк/сут
1 1	Нововоронежская атомная станция	Выпуск GMS НВАЭС-2	^3H	$3,2 \cdot 10^{12}$
			^{60}Co	$6,0 \cdot 10^6$
			^{134}Cs	$2,5 \cdot 10^6$
			^{137}Cs	$3,8 \cdot 10^6$
Примечание – В отдельные дни или несколько дней допускается сброс радионуклидов, превышающий КУ, при условии, что не будет превышен КУ за месяц				

2.4.2 Эксплуатационные пределы по сбросам радионуклидов в открытые водоемы

Эксплуатационные пределы энергоблока № 1 НВАЭС-2 по сбросам радионуклидов в водные объекты установлены на уровне 1/5 от пределов безопасной эксплуатации по сбросам.

Значения эксплуатационных пределов энергоблока № 1 НВАЭС-2 по сбросам представлены в таблице 5.2.2.2-1. Годовой сброс радионуклидов из всех энергоблоков НВАЭС-2 не должен превышать установленных значений.

Таблица 5.2.2.2-1 – Эксплуатационные пределы НВАЭС-2 по сбросам

Нуклид	Бк/год
^3H	$1,08 \cdot 10^{15}$
^{60}Co	$2,06 \cdot 10^9$
^{134}Cs	$8,50 \cdot 10^8$
^{137}Cs	$1,32 \cdot 10^9$

2.5 Допустимые технологические параметры в стационарном состоянии в базовом режиме

Технологические параметры в стационарном состоянии в базовом режиме приведены в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1 – Технологические параметры в стационарном состоянии в базовом режиме

Параметры	Количество работающих ГЦНА			Точность определения
	4	3	2	
1. Максимально допустимая тепловая мощность реактора (с учетом точности поддержания системой регулирования), МВт/% $N_{\text{НОМ}}$	3200+64/ 100+2	2144+64/ 67+2	1280+64/ 40+2	+ 2% $N_{\text{НОМ}}$
2. Расход теплоносителя первого контура через реактор, м ³ /ч	89000 +2600 -3700	67400 +2000 -2800	42800 +1500 -2000	–
3. Максимально допус-	299,7	297,7	297,0	± 0,5

Параметры	Количество работающих ГЦНА			Точность определения
	4	3	2	
температура теплоносителя первого контура на входе в реактор (любой из работающих петель), °С				
4. Максимальная температура теплоносителя первого контура на выходе из ТВС, °С, не более	345,0	340,2	339,0	± 1,0
5. Максимально допустимый средний подогрев теплоносителя в реакторе, °С	31,0	24,0	20,5	± 1,0
6. Максимально допустимый подогрев теплоносителя в петле, °С/ максимально допустимая мощность петли реактора, МВт	31,5/830	25,5/780	21,0/650	± 1,0/30
7. Максимально допустимая температура теплоносителя первого контура в горячей нитке (любой из работающих петель), °С	331,7	323,7	318,5	± 1,0
8. Давление теплоносителя первого контура в реакторе, МПа	16,1 ± 0,3			± 0,13
9. Давление пара в работающем ПГ, МПа	6,9 ± 0,1			± 0,1
10. Уровень в КД, мм	H _{НОМ} ± 150			± 1,5 %
11. Уровень в ПГ, мм	H _{НОМ} ± 50			± 1,5 %
Примечание: для ПГ H _{НОМ} =2600 мм по показаниям уровнемеров с однокамерными уравнительными сосудами с базой 1600 мм.				

2.6 Ограничения по условиям нагружения оборудования

1. В процессе эксплуатации РУ должно регистрироваться количество циклов нагружения оборудования при нормальной эксплуатации, нарушении нормальной эксплуатации (ННЭ), которое лимитируется проектом. Предельно-допустимое количество циклов нагружения оборудования для проектных режимов работы РУ приведено в таблицах 2.6.1 – 2.6.3.

2. Контроль остаточного ресурса оборудования РУ при эксплуатации блока осуществляется с помощью подсистемы СКУД «САКОР», которая ведет учет повреждаемости отдельных узлов оборудования РУ.

При определении подсистемой исчерпания остаточного ресурса для любого из отдельных узлов РУ принимается оперативное решение с участием представителей Главного конструктора РУ об условиях дальнейшей эксплуатации блока.

Исходное событие, требующее вывода подсистемы в ремонт, не приводит к нарушению выполнения подсистемой своих функций после восстановления ее работоспособности.

Таблица 2.6.1 – Предельно-допустимое количество циклов нагружения оборудования для состояний нормальной эксплуатации РУ

Наименование режима	Количество циклов	Примечание
1 Уплотнение оборудования	190	
2 Заполнение оборудования рабочей средой	190	
3 Гидравлические испытания первого контура: - на плотность; - на прочность	190 40	
4 Гидравлические испытания второго контура: - на плотность; - на прочность	140 40	
5 Опробование пассивной части САОЗ	72	
6 Разогрев реактора из «холодного состояния» до температуры «горячего состояния»	280	Включает пуски из «холодного состояния» после режимов ННЭ

Наименование режима	Количество циклов	Примечание
7 Пуски из «горячего состояния» до $N_{НОМ}$	3000	Включает пуски из «горячего состояния» после режимов ННЭ
8 Стационарный режим (с учетом изменения частоты в сети в интервале 49,0-51,0 Гц, в том числе колебания мощности РУ: $\pm 1\% N_{НОМ}$ со скоростью $1\% N_{НОМ}/с$)	Неограниченно	Цикл означает изменение мощности и возврат к исходному уровню. Допускается работа на двух или трех ГЦНА
9 Изменение мощности энергоблока не менее $+2\% N_{НОМ}$ и не более $+5\% N_{НОМ}$ (режим поддержания частоты в сети) со скоростью $1\% N_{НОМ}/с$	$7 \cdot 10^6$	Цикл означает изменение мощности и возврат к исходному уровню
10 Изменение мощности энергоблока со скоростью не менее $1\% N_{НОМ}/мин$ и не более $5\% N_{НОМ}/мин$ при отклонении от текущего значения не более $+10\% N_{НОМ}$	$5 \cdot 10^6$	Цикл означает изменение мощности и возврат к исходному уровню
11 Изменение мощности энергоблока по планируемому (диспетчерский график) и не планируемому изменению нагрузки со скоростью не более $5\% N_{НОМ}/мин$ в диапазоне от 50 до $100\% N_{НОМ}$	15000	Цикл означает изменение мощности и возврат к исходному уровню
12 Изменение мощности энергоблока в диапазоне от 50 до $100\% N_{НОМ}$ при аварийных ситуациях в энергосистеме – увеличение мощности со скоростью $5\% N_{НОМ}/мин$ и дальнейшее снижение мощности со скоростью $20\% N_{НОМ}/мин$	100	
13 Изменение мощности энергоблока на $\pm 10\% N_{НОМ}$ со скоростью $5\% N_{НОМ}/с$: - изменение мощности на $-10\% N_{НОМ}$; - изменение мощности на $+10\% N_{НОМ}$	1000 1000	Цикл означает изменение мощности и возврат к исходному уровню
14 Изменение мощности энергоблока		Цикл означает

Наименование режима	Количество циклов	Примечание
на $\pm 20\% N_{\text{НОМ}}$ со скоростью $10\% N_{\text{НОМ}}/\text{мин}$:		изменение мощности и возврат к исходному уровню
- изменение мощности на $-20\% N_{\text{НОМ}}$;	65	
- изменение мощности на $+20\% N_{\text{НОМ}}$	65	
15 Ложное срабатывание АЗ	200	
16 Ложное срабатывание ускоренной предупредительной защиты (сброс группы ОР СУЗ)	60	
17 Падение органов СУЗ (единичное)	150	
18 Включение ГЦНА в соответствии с регламентом	500	На каждый ГЦНА
19 Плановое отключение ГЦНА после снижения уровня мощности до требуемых пределов	270	На каждый ГЦНА
20 Включение байпаса ПВД	400	
21 Эксплуатация на выбеге реактивности в конце топливного цикла	60	Значение температуры теплоносителя на входе в реактор номинальное
22 Плановые остановки до «горячего состояния» для последующего расхолаживания до «холодного состояния»	180	Не включает остановки до «горячего состояния» после режимов ННЭ. Конечное состояние – «горячее»
23 Опробование ИПУ КД	по регламенту	
24 Опробование ИПУ ПГ	по регламенту	
25 Расхолаживание реактора от температуры «горячего состояния» до температуры «холодного состояния»	180	Не включает режимы расхолаживания после режимов ННЭ
26 Испытание защитной оболочки по специальным программам: - испытание спринклеров с водой;	1	

Наименование режима	Количество циклов	Примечание
- испытание на плотность расчетным давлением;	5	
- испытание на плотность пониженным давлением;	49	
- испытание на прочность	1	
27 Опорожнение оборудования	190	
28 Разуплотнение оборудования	190	
29 Перегрузка топлива и обслуживание ВКУ	60	

Таблица 2.6.2 – Предельно-допустимое количество циклов нагружения оборудования для режимов нарушения нормальной эксплуатации РУ

Наименование режима	Количество циклов	Примечание
1 Отключение одного из четырех ГЦНА	300	75 циклов на один ГЦНА
2 Пуск одного ГЦНА при трех работающих, работа в течение трех минут и – после этого – останов	28	7 циклов на один ГЦНА
3 Отклонение частоты в сети	30	
4 Отключение четырех ГЦНА	30	
5 Отключение турбины:		
5.1 Сброс нагрузки с $N_{\text{ном}}$ до нагрузки собственных нужд;	130	
5.2 Сброс нагрузки с $N_{\text{ном}}$ до холостого хода турбины;	200	
5.3 Отключение турбины стопорной арматурой	130	
6 Потеря электропитания собственных нужд блока	30	
7 Потеря нормального расхода питательной воды (отключение всех насосов питательной воды)	30	
8 Ложный впрыск в компенсатор давления от системы подпитки – продувки первого контура	5	
9 Нарушения в системе борного регулирования и регулирования объема или ошибка оператора	30	

Наименование режима	Количество циклов	Примечание
ра, что увеличивает объем теплоносителя первого контура или уменьшает концентрацию бора в первом контуре		
10 Увеличение расхода питательной воды из-за повреждения в системе регулирования питательной воды	120	
11 Ложное срабатывание САР ПГ	60	
12 Ложное срабатывание СПОТ	60	
13 Ложное срабатывание САВБ	60	
14 Увеличение расхода пара на турбину (вследствие неправильной работы или отказа регулятора давления пара)	130	
15 Непредусмотренное открытие сбросного клапана ПГ (БРУ-А)	2	Для каждого клапана
16 Непредусмотренное открытие предохранительного клапана ПГ	2	Для каждого клапана
17 Непредусмотренное открытие байпасного клапана турбины (БРУ-К)	2	Для каждого клапана
18 Снижение расхода пара на турбину (вследствие неправильной работы или отказа регулятора давления пара)	130	
19 Ложное закрытие БЗОК	60	
20 Нерегулируемый вывод группы ОР СУЗ из подкритического состояния или пуска на минимально контролируемой мощности, предполагая наиболее неблагоприятные условия по реактивности в активной зоне и системе теплоносителя первого контура реактора	20	
21 Нерегулируемый вывод группы ОР СУЗ на определенном уровне мощности (предполагая наиболее неблагоприятные условия по реактивности в активной зоне и первом контуре), что вызывает наиболее тяжелые последствия (исходный уровень мощности между низкой мощностью и полной мощностью)	20	
22 Малые течи из первого контура, компенсируемые системой нормальной подпитки (КВА)	30	
23 Внезапный переход на подпитку первого	14	

Наименование режима	Количество циклов	Примечание
контура с температурой воды 60 °С		
24 Ошибка оператора при подавлении ксеноновых колебаний (перемещение ОР СУЗ, вызывающее максимально возможную деформацию поля энерговыделения)	7	

Таблица 2.6.3 – Предельно-допустимое количество циклов нагружения оборудования для аварийных режимов

Наименование режима	Количество циклов	Примечание
1 Малые течи с потерей теплоносителя первого контура в результате разрыва трубопроводов первого контура (Ду < 100 мм), некомпенсируемые системой нормальной подпитки	20	
2 Большие течи теплоносителя первого контура в результате разрыва трубопровода первого контура (Ду > 100 мм, включая разрыв ГЦТ)	1	
3 Выброс ОР СУЗ при разрыве чехла привода	7	
4 Мгновенное заклинивание или разрыв вала ГЦНА	4	1 цикл на один ГЦНА
5 Разрыв линии питательной воды ПГ	4	1 цикл на один ПГ
6 Спектр разрыва паропровода внутри и вне защитной оболочки	4	1 цикл на один ПГ
7 Разрыв сборного коллектора острого пара	1	
8 Течь из первого контура во второй в пределах ПГ (Ду < 100 мм)	4	1 цикл на один ПГ
9 Подключение петли без предварительного снижения мощности	4	1 цикл на один ГЦНА
10 Непредусмотренное открытие предохранительного клапана КД с последующей не посадкой	3	1 для каждого клапана
11 Разрыв трубки ПГ с последующим расхолаживанием со скоростью 60 оС/ч	30	

2.7 Поддержание водно-химического режима

2.7.1 Назначение водно-химического режима и средства его поддержания

Под водно-химическим режимом контура АЭС с водным теплоносителем (далее ВХР) понимают установленные показатели качества теплоносителя, поддержание которых обеспечивает работу реакторного, тепломеханического и теплообменного оборудования без образования отложений на поверхностях и коррозионных повреждений металла.

Контролируемые показатели качества рабочей среды 1 и 2 контуров разделяются на нормируемые и диагностические показатели.

Нормируемыми показателями качества рабочей среды являются показатели, соблюдение которых обеспечивает минимальные скорости коррозии конструкционных материалов на всех режимах работы энергоблока, минимальное загрязнение теплообменных поверхностей контуров, проточной части турбины и оборудования. Поддержание значений этих показателей в допустимых установленных пределах обеспечивает проектный ресурс безопасной и надежной эксплуатации оборудования. Для каждого из нормируемых показателей установлены диапазоны допустимых значений, а также уровни отклонения от допустимых значений.

Диагностические показатели качества рабочей среды – это те показатели, которые информируют персонал АЭС об эффективности и правильности ведения ВХР и работы технологических систем обеспечения ВХР. Для диагностических показателей установлены контрольные уровни. Отклонения диагностических показателей от контрольных уровней указывают на нарушения в работе технологических систем обеспечения ВХР, которые могут привести к недопустимым отклонениям нормируемых показателей.

Ведение ВХР осуществляется путем мониторинга показателей качества теплоносителя первого и второго контуров и управление режимом с помощью технологических систем поддержания ВХР.

Мониторинг показателей качества теплоносителя первого и второго контуров осуществляется непрерывно с помощью средств автоматизированных систем химконтроля (АХК теплоносителя 1 контура и АХК 2 контура), а также путем проведения ручного специализированного химконтроля в лабораторных условиях.

Главным конструктором реакторной установки, ОКБ «Гидропресс», установлены пределы эксплуатационных показателей качества теплоносителя 1 контура и продувочной воды парогенераторов, при

соблюдении которых обеспечивается проектный ресурс работы основного оборудования, а также, что не маловажно при эксплуатации, определены условия и алгоритм необходимых организационно-технических мер на блоке при отклонении контролируемых показателей качества от установленных норм (уровни действий).

Нормируемые величины контролируемых и диагностических показателей в теплоносителе 1 контура установлены для следующих уровней мощности работающей РУ:

- при нахождении энергоблока в «горячем» состоянии, в состоянии «реактор на МКУ мощности» и на мощности менее 30% $N_{ном}$;
- при состоянии энергоблока «работа на мощности» от 30 до 50% $N_{ном}$;
- при состоянии энергоблока «работа на мощности» более 50% $N_{ном}$.

Для этих же трех интервалов рабочей мощности определены необходимые действия при отклонении контролируемых показателей качества от установленных норм (уровни отклонений ВХР).

Для 2 контура нормируемые величины контролируемых и диагностических показателей качества питательной и продувочной воды ПГ установлены для следующих режимов работы блока:

- в состояниях «горячем» и «выход на МКУ мощности»;
- на энергетических уровнях мощности менее 50 % $N_{ном}$;
- на энергетических уровнях мощности более 50 % $N_{ном}$.

2.7.2 ВХР первого контура

Для первого контура блоков проекта АЭС-2006 принят слабощелочной восстановительный координированный аммиачно-калиевый ВХР с борной кислотой, который должен обеспечивать:

- минимальную скорость коррозии конструкционных материалов оборудования и трубопроводов;
- подавление образования окислительных продуктов радиолиза теплоносителя при работе энергоблока на мощности;
- минимальное количество отложений на поверхностях ТВС и теплообменной поверхности парогенераторов;
- минимизацию накопления активированных продуктов коррозии в первом контуре.

Подавление образования окислительных продуктов радиолиза

обеспечивается поддержанием концентрации водорода в пределах допустимого диапазона посредством непрерывного или периодического дозирования аммиака, радиолитически разлагающегося с образованием водорода и азота.

Коррозионная стойкость конструкционных материалов оборудования и трубопроводов в течение проектного срока службы энергоблока обеспечивается за счет поддержания коррозионно-активных примесей в теплоносителе на минимальном расчетном уровне.

Снижение интенсивности процессов роста отложений на теплопередающих поверхностях и накопления активированных продуктов коррозии на поверхностях 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 (рис.2.7.2.1).

В качестве основных средств обеспечения и поддержания ВХР 1 контура на блоке предусмотрены следующие технологические системы:

- система продувки-подпитки первого контура;
- система низкотемпературной очистки теплоносителя;
- система подачи реагентов в теплоноситель первого контура.

Кроме того, поддержание ВХР 1 контура обеспечивается системами спецводоочистки технологических сред (очистка воды бассейна выдержки, очистка борного концентрата при переработке теплоносителя), которые связаны с первым контуром блока.

Нарушением ВХР 1 контура являются:

- отклонения нормируемых показателей от диапазонов допустимых значений в пределах первого и второго уровней при работе энергоблока на мощности более 30 % $N_{ном}$ и в пределах первого уровня при нахождении энергоблока в «горячем» состоянии или в состоянии «реактор на МКУ мощности» и при работе на мощности менее 30 % $N_{ном}$, не устраненные в течение времени, установленного для каждого уровня отклонений;
- достижение одним или несколькими нормируемыми показателями качества теплоносителя первого контура предельных значений, соответствующих третьему уровню отклонений при работе энергоблока мощности более 30 % $N_{ном}$ и второму уровню отклонений при нахождении энергоблока в «горячем» состоянии или «реактор на МКУ мощности» и при работе на мощности менее 30 % $N_{ном}$;

- отклонения диагностических показателей качества теплоносителя первого контура, подпиточной воды, воды вспомогательных систем и базированных растворов систем безопасности РУ от контрольных уровней, не устраненные в течение 7 суток с момента их обнаружения по результатам химконтроля.

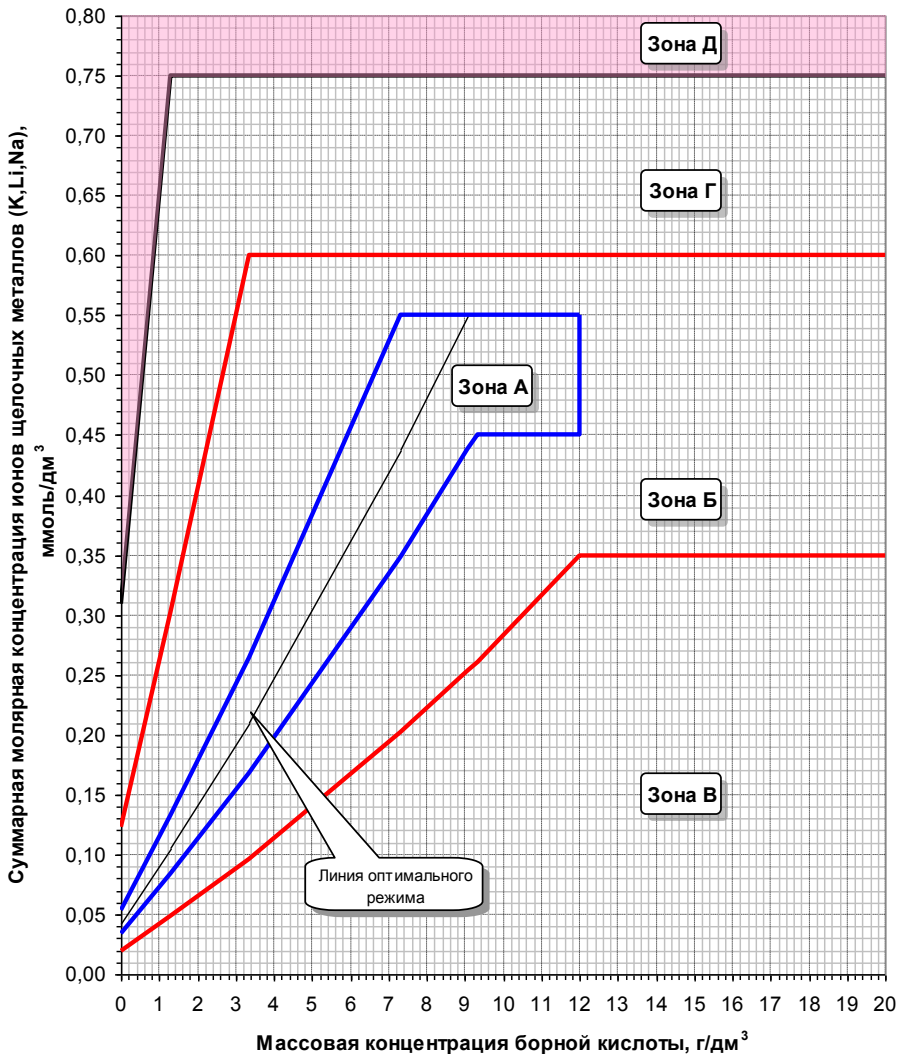


Рисунок 2.7.2.1 – Зависимость суммарной молярной концентрации ионов щелочных металлов (калия, лития и натрия) в теплоносителе первого контура от текущей концентрации борной кислоты

При работе энергоблока на уровне мощности более 50 % $N_{ном}$ для теплоносителя 1 контура установлены показатели качества и уровни их допустимых отклонений, которые представлены в таблице 2.7.2.1.

Таблица 2.7.2.1 – Нормы качества теплоносителя первого контура при работе энергоблока на мощности более 50 % $N_{ном}$

Нормируемые показатели				
Наименование показателей	Нормируемые значения	Уровни отклонения от нормируемых значений		
		1-й уровень ¹⁾ (7 суток)	2-й уровень ²⁾ (ограничение работы не более 24ч → перевод РУ на МКУ мощности)	3-й уровень ³⁾ (перевод РУ в «холодное» состояние)
Концентрация хлорид-иона, мг/дм ³	не более 0,1	-	свыше 0,1 до 0,2	свыше 0,2
Концентрация растворенного кислорода, мг/дм ³	не более 0,005	свыше 0,005 до 0,02	свыше 0,02 до 0,1	свыше 0,1
Концентрация растворенного водорода, мг/дм ³	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 ионов щелочных металлов (K+Li+Na) в зависимости от текущей концентрации борной кислоты согласно рисунку 2.7.2.1	Зона А	Зоны Б	Зоны В и Г	Зона Д
Диагностические показатели				
Наименование показателей			Контрольные уровни	
Удельная электропроводимость, мкСм/см			20÷200	
Концентрация аммиака, мг/дм ³ , не менее			5,0	
Величина рН			5,8÷10,3	
Концентрация железа, мг/дм ³ , не более			0,05	

Нормируемые показатели				
Наименование показателей	Нормируемые значения	Уровни отклонения от нормируемых значений		
		1-й уровень ¹⁾ (7 суток)	2-й уровень ²⁾ (ограничение работы не более 24ч → перевод РУ на МКУ мощности)	3-й уровень ³⁾ (перевод РУ в «холодное» состояние)
Концентрация сульфат-ионов, мг/дм ³ , не более		0,1		
Концентрация фторид-иона, мг/дм ³ , не более		0,05		
Концентрация кальция, мг/дм ³ , не более		0,1		
Концентрация кремниевой кислоты, мг/дм ³ , не более		1,0		
Концентрация общего органического углерода, мг/дм ³ , не более		0,5		
¹⁾ В соответствии с действиями, предусмотренными первым уровнем отклонений ВХР ²⁾ В соответствии с действиями, предусмотренными вторым уровнем отклонений ВХР ³⁾ В соответствии с действиями, предусмотренными третьим уровнем отклонений ВХР				

При работе блока на уровнях мощности от 30 до 50% нормируемые показатели качества теплоносителя соответствуют показателям, приведённым в табл.2.7.2.1. Исключение составляет концентрации растворенного водорода, которая нормируется на уровне 1,3÷4,5 мг/дм³. При этом, для трёх уровней отклонений приняты изменение концентрации растворенного водорода в следующих пределах:

- для 1 уровня отклонений – в интервале свыше 4,5 до 7,2 мг/дм³;
- для 2 уровня отклонений – при значениях свыше 7,2 до 9,0 мг/дм³ или интервале менее 1,3 до 0,5 мг/дм³;
- для 3 уровня отклонений – при значениях свыше 9,0 мг/дм³ или менее 0,5 мг/дм³.

Перечень установленных диагностических показателей при работе блока на уровнях мощности от 30 до 50% также соответствует показателям, приведенным в табл.2.7.2.1. Значения контрольных

уровней диагностических показателей, при этом, соответствуют величинам, указанным в табл.2.7.2.1, за исключением установленных величин для двух следующих показателей:

- концентрация аммиака – не менее 15 мг/дм^3 ,
- концентрация фторид-иона – не более $0,1 \text{ мг/дм}^3$.

При работе блока на уровне мощности более 50 % $N_{ном}$ (показатели качества теплоносителя табл.2.7.2.1) и на уровне от 30 до 50% $N_{ном}$ предусматриваются следующие действия (условия эксплуатации) при отклонениях нормируемых показателей ВХР.

Первый уровень отклонений ВХР.

Отклонение одного или нескольких указанных в таблице 2.7.2.1 нормируемых показателей в пределах первого уровня отклонений при работе энергоблока на установленном уровне мощности, не устраненное в течение семи суток, фиксируется, как нарушение водно-химического режима. При этом, работа энергоблока может быть продолжена без снижения мощности.

Суммарная длительность работы энергоблока с отклонением нормируемого показателя по суммарной молярной концентрации ионов щелочных металлов (Зоны Б и В графика на рис.2.7.2.1) не должна превышать 30 суток за топливный цикл работы энергоблока.

Второй уровень отклонений ВХР.

Допустимая продолжительность работы энергоблока на установленном уровне мощности при отклонении одного или нескольких указанных в таблице 2.7.2.1 нормируемых показателей в пределах второго уровня, не должна превышать 24 ч с момента регистрации отклонения.

При невозможности в течение 24 ч выявить причины и устранить отклонения нормируемых показателей – энергоблок переводится в состояние «выход на МКУ мощности».

Последующий подъем мощности энергоблока возможен только после устранения причин отклонения и восстановления показателей до нормируемых значений согласно требованиям таблицы 2.7.2.1.

Длительность работы энергоблока с отклонением нормируемого показателя по концентрации хлорид-иона не должна превышать пяти суток за топливный цикл работы энергоблока.

Третий уровень отклонений ВХР.

При достижении показателями качества теплоносителя первого контура значений третьего уровня отклонений, указанного в таблице 2.7.2.1, энергоблок в установленной технологической последовательности переводится в «холодное» состояние.

При нахождении энергоблока в «горячем» состоянии, в состоянии «выход на МКУ мощности» и на мощности менее 30 % $N_{ном}$, для теплоносителя 1 контура установлены показатели качества и уровни их допустимые отклонения, которые представлены в таблице 2.7.2.2.

Таблица 2.7.2.2 – Нормы качества теплоносителя первого контура при работе энергоблока на мощности в диапазоне от 30% до 50 % $N_{ном}$

Нормируемые показатели				
Наименование показателей	Нормируемые значения	Уровни отклонения от нормируемых значений		
		1-й уровень¹⁾ (7 суток)	2-й уровень²⁾ (ограничение работы не более 24ч → перевод РУ на МКУ мощности)	3-й уровень³⁾ (перевод РУ в «холодное» состояние)
Концентрация хлорид-иона, мг/дм ³	не более 0,1	-	свыше 0,1 до 0,2	свыше 0,2
Концентрация растворенного кислорода, мг/дм ³	не более 0,005	свыше 0,005 до 0,02	свыше 0,02 до 0,1	свыше 0,1
Концентрация растворенного водорода, мг/дм ³	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 ионов щелочных металлов (K+Li+Na) в зависимости от текущей концентрации борной кислоты согласно рисунку 2.7.2.1	Зона А	Зоны Б	Зоны В и Г	Зона Д

Диагностические показатели	
Наименование показателей	Контрольные уровни
Удельная электропроводимость, мкСм/см	20÷200
Концентрация аммиака, мг/дм ³ , не менее	15
Величина рН	5,8÷10,3
Концентрация железа, мг/дм ³ , не более	0,05
Концентрация сульфат-ионов, мг/дм ³ , не более	0,1
Концентрация фторид-иона, мг/дм ³ , не более	0,1
Концентрация кальция, мг/дм ³ , не более	0,1
Концентрация кремниевой кислоты, мг/дм ³ , не более	1,0
Концентрация общего органического углерода, мг/дм ³ , не более	0,5
Примечания:	
1) В соответствии с действиями, предусмотренными первым уровнем отклонений ВХР	
2) В соответствии с действиями, предусмотренными вторым уровнем отклонений ВХР	
3) В соответствии с действиями, предусмотренными третьим уровнем отклонений ВХР	

При этом оговорено, что в период пуска энергоблока после перегрузки топлива в «горячем» состоянии и в состоянии «реактор на МКУ мощности» показатель «суммарная молярная концентрация ионов щелочных металлов (калия, лития и натрия)» не нормируется.

Для режимов нахождения энергоблока в «горячем» состоянии, в состоянии «выход на МКУ мощности» и на мощности менее 30 % $N_{ном}$ (таблица 2.7.2.2), установлено два уровня фиксированных отклонений нормируемых показателей ВХР. При этом, должны быть выполнены следующие действия (условия эксплуатации).

Первый уровень отклонений ВХР.

Допустимая продолжительность работы энергоблока при нахождении РУ в «горячем» состоянии, в состоянии «выход на МКУ мощности» и на мощности < 30 % $N_{ном}$ при отклонении одного или не-

скольких указанных в таблице 2.7.2.2 нормируемых показателей в пределах первого уровня не должна превышать 24 ч с момента фиксации отклонения.

При невозможности в течение 24 ч выявить причины и устранить отклонения нормируемых показателей – энергоблок переводится в «холодное» состояние.

Второй уровень отклонений ВХР.

Энергоблок должен быть в нормальной технологической последовательности переведен в «холодное» состояние при достижении показателями качества теплоносителя первого контура значений второго уровня отклонений, указанного в таблице 2.7.2.2.

2.7.3 ВХР второго контура

Для второго контура блоков проекта АЭС-2006 предусматривается щелочной этаноламиновый восстановительный ВХР с коррекционной обработкой питательной воды и конденсата этаноламином, аммиаком и гидразин-гидратом.

ВХР второго контура должен обеспечивать:

- минимальные скорости коррозии конструкционных материалов оборудования и трубопроводов второго контура;
- минимальное количество отложений на теплообменной поверхности парогенераторов, в проточной части турбины и конденсатно-питательном тракте;
- минимально-достижимый объем сбросов с концентрацией содержащихся в них примесей, не превышающей ПДК для водоемов.

В качестве основных средств обеспечения и поддержания ВХР 2 контура на блоке предусмотрены следующие технологические системы:

- система деаэрации питательной воды;
- система очистки продувочной воды парогенераторов;
- система коррекционной обработки рабочей среды второго контура этаноламином, аммиаком и гидразин – гидратом;
- система обезжелезивания и обессоливания турбинного конден-

сата (БОУ) на намывных ионитных фильтрах.

Кроме того, поддержание ВХР 2 контура обеспечивается системами очистки технологических сред (химводоочистка по подготовке подпиточной обессоленной воды, очистку «грязного» конденсата на фильтрах автономной обессоливающей установки), которые связаны со вторым контуром блока.

Нарушением водно-химического режима 2 контура являются:

- достижение одним или несколькими нормируемыми показателями качества питательной или продувочной воды ПГ предельных значений, соответствующих второму уровню отклонений при работе энергоблока на энергетических уровнях мощности менее 50% $N_{ном}$, приведенных ниже в таблицах 2.7.3.2 и 2.7.3.3, и третьему уровню отклонений при работе энергоблока на уровнях мощности более 50% $N_{ном}$, приведенных в таблицах 2.7.3.5 и 2.7.3.6;
- отклонения нормируемых показателей качества питательной или продувочной воды ПГ от допустимых значений, не устраненные в течение установленного уровнями отклонений времени, приведенных в таблицах 2.7.3.2 и 2.7.3.3, а также в таблицах 2.7.3.5 и 2.7.3.6, и не принятие мер по переходу на соответствующие регламентируемые уровни действия;
- отклонения диагностических показателей качества питательной воды ПГ (концентрации железа и величины pH) от контролируемых уровней, не устраненные в течение 15 суток, начиная с момента их обнаружения.

Графически «поле привязки» отклонений нормируемых показателей качества продувочной воды ПГ к установленным уровням при работах блока на энергетических уровнях мощности менее 50 % $N_{ном}$ и более 50 % $N_{ном}$ показаны на рисунках 2.7.3.1 и 2.7.3.2 2.7 соответственно.

Для рабочей среды 2 контура, в зависимости от режимов работы блока, указанных в разделе 2.7.2.1, установлены нормируемые величины контролируемых и диагностических показателей качества питательной и продувочной воды ПГ, которые представлены в таблицах 2.7.3.1 – 2.7.3.6.

Таблица 2.7.3.1 – Диагностические показатели качества воды
ПГ в период пуска энергоблока после останова
(«горячее» состояние, «выход на МКУ мощности»)

Наименование показателя	Пита- тельная вода	Продувочная вода из «соле- вого» отсека
	Контрольный уровень	
Удельная электропроводимость Н-катионированной пробы, мкСм/см, не более	0,5	2,0
Величина рН, ед. рН	9,0-9,5	9,0-9,6
Концентрация кислорода, мг/дм ³ , не бо- лее	0,01	-
Концентрация натрия, мг/дм ³ , не более	-	0,1
Концентрация хлорид-ионов, мг/дм ³ , не более	-	0,1
Концентрация сульфат-ионов, мг/дм ³ , не более	-	0,1
Концентрация железа, мг/дм ³ , не более	0,015	-
Концентрация гидразина, мг/дм ³ , не ме- нее	0,02	-
Концентрация аммиака, мг/дм ³	0,3-1,0	-
Концентрация этаноламина, мг/дм ³	0,1-1,0	-
Концентрация нефтепродуктов, мг/дм ³ , не более	0,1	-
Примечания		
1 Периодичность контроля величины рН – два раза в смену, остальных показате- лей – один раз в смену.		
2 Дозирование гидразин-гидрата и этаноламина осуществляется с учетом нали- чия в воде ПГ аммиака, получаемого при разложении гидразина.		

При нахождении блока в «горячем» состоянии и в состоянии «выход на МКУ мощности», для рабочей среды 2 контура установлены контрольные уровни только по диагностическим показателям. Продолжительность возможных отклонений показателей и уровни действий, при этом, не регламентируются, а приведение значений диагностических показателей в рамки интервалов контрольных уровней осуществляются штатными средствами поддержания ВХР.

При эксплуатации блока на энергетических уровнях мощности менее 50%Нном установлены следующие нормы качества питательной воды и продувочной воды ПГ.

Таблица 2.7.3.2 – Нормы качества питательной воды ПГ при эксплуатации блока на энергетических уровнях мощности менее 50 %N_{НОМ}

Нормируемый показатель			
Наименование показателей	Нормируемые значения	Уровни отклонений от нормируемых значений	
		Первый уровень (ограничение при работе и освоении мощности энергоблока ≤ 50% N _{НОМ} не более 7 суток → перевод РУ на МКУ)	Второй уровень (перевод РУ в «горячее» состояние с ограничением работы 24 ч → «холодное» состояние)
Удельная электропроводность Н-катионированной пробы, мкСм/см, не более	0,3	Свыше 0,3 до 1,0	Свыше 1,0
Концентрация кислорода, мг/дм ³ , не более	0,005	Свыше 0,005 до 0,05	Свыше 0,05
Диагностический показатель			
Наименование показателей		Контрольный уровень	
Величина рН		9,3-9,7	
Концентрация железа, мг/дм ³ , не более		0,01	
Концентрация гидразина, мг/дм ³ , не менее		0,01	
Концентрация аммиака, мг/дм ³		0,5-3,0	
Концентрация этаноламина, мг/дм ³		0,2-0,8	
Концентрация нефтепродуктов, мг/дм ³ , не более		0,1	
Примечания			
1 Контроль кислорода – после деаэрата.			
2 Контроль показателей качества питательной воды- за последним ПВД.			
3 При включенной системе очистки турбинного конденсата верхнее значение величины рН рекомендуется поддерживать не более 9,5.			
4 При включенной системе очистки турбинного конденсата концентрацию аммиака рекомендуется поддерживать не более 1,5 мг/дм ³ .			

Для продувочной воды ПГ показатели качества среды установлены для воды «солевого» отсека парогенератора, где происходит максимальное концентрирование растворенных веществ, поступающих в ПГ с питательной водой.

Таблица 2.7.3.3 -Нормы качества продувочной воды ПГ из «солевого» отсека при эксплуатации блока на энергетических уровнях мощности менее 50 $N_{ном}$

Нормы качества продувочной воды			
Наименование показателей	Нормируемые значения	Уровни отклонений от нормируемых значений	
		Первый уровень (ограничение при работе и освоении мощности энергоблока $\leq 50\% N_{ном}$ не более 7 суток \rightarrow перевод РУ на МКУ)	Второй уровень (перевод РУ в «горячее» состояние с ограничением работы 24 ч \rightarrow «холодное» состояние)
Удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы, мкСм/см, не более	2,0	Свыше 2,0 до 5,0	Свыше 5,0
Концентрация натрия, мг/дм ³ , не более	0,05	Свыше 0,05 до 0,3	Свыше 0,3
Концентрация хлорид-ионов, мг/дм ³ , не более	0,05	Свыше 0,05 до 0,3	Свыше 0,3
Концентрация сульфат-ионов, мг/дм ³ , не более	0,05	Свыше 0,05 до 0,3	Свыше 0,3
Диагностический показатель			
Наименование показателей		Контрольный уровень	
Величина pH		9,0-9,5	
Концентрация аммиака ¹⁾ , мг/дм ³		0,1 -0,5	
Концентрация этаноламина ¹⁾ , мг/дм ³		3,0-8,0	
¹⁾ В зависимости от содержания аммиака и этаноламина в питательной воде ПГ и расхода продувочной воды ПГ.			

Для режима работы на мощности менее 50 % $N_{ном}$ (табл.2.7.3.2 и 2.7.3.3) установлено два уровня фиксированных отклонений нормируемых показателей ВХР. При этом, должно быть обеспечено выполнение следующих действий (условия эксплуатации).

Первый уровень действия.

Допустимая продолжительность работы блока в период эксплуатации на энергетических уровнях мощности не более 50% Nном при отклонении нормируемых показателей качества питательной и продувочной воды ПГ в пределах, приведенных в таблицах 2.7.3.2 и 2.7.3.3, не должна превышать 7 суток с момента обнаружения отклонения.

При невозможности в течение 7 суток выявить причины и устранить отклонения нормируемых показателей энергоблок в нормальной технологической последовательности переводится в состояние «выход на МКУ мощности».

Последующий подъем мощности блока осуществляется только после устранения причин отклонения и восстановления нормируемых показателей качества питательной или продувочной воды парогенераторов до допустимых значений.

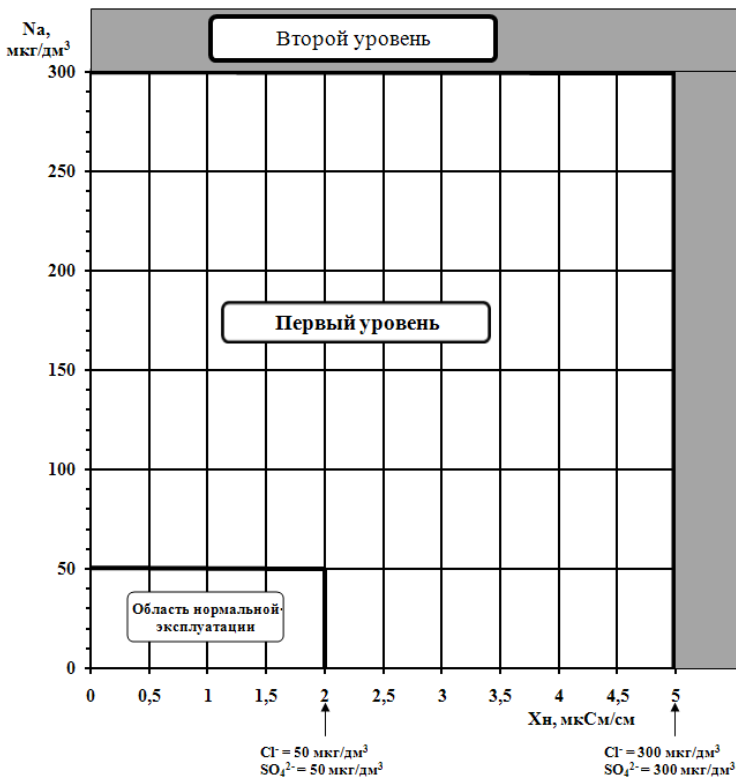


Рисунок 2.7.3.1 – Уровни отклонений нормируемых показателей качества продувочной воды ПГ при работе блока на энергетических уровнях мощности менее 50 % Nном

Второй уровень действия.

При достижении показателей качества питательной и продувочной воды парогенераторов значений второго уровня отклонений, указанных в таблицах 2.7.3.2 и 2.7.3.3, энергоблок переводится в «горячее» состояние в нормальной технологической последовательности.

Если в течение 24 ч не удастся выявить причины и устранить отклонения нормируемых показателей, то энергоблок в нормальной технологической последовательности переводится в «холодное» состояние.

Последующий разогрев и подъем мощности блока, при этом, разрешается производить только после устранения причин отклонения нормируемых значений качества питательной воды и продувочной воды ПГ.

При эксплуатации блока на энергетических уровнях мощности более 50%Nном для конденсата турбины и насыщенного пара парогенераторов установлены следующие контрольные уровни показателей качества среды, приведенные в таблице 2.7.3.4 .

Таблица 2.7.3.4 – Диагностические показатели качества конденсата турбины (за КН-I) и насыщенного пара ПГ при эксплуатации блока на энергетических уровнях мощности более 50%Nном.

Диагностические показатели	Конденсат турбины	Насыщенный пар
	Контрольные уровни	
Удельная электропроводимость Н-катионированной пробы, мкСм/см, не более	0,3	0,3
Концентрация кислорода, мг/дм ³ , не более	0,02	-
Концентрация натрия, мг/дм ³ , не более	0,0003	-
Примечание: при работе энергоблока на мощности $\leq 50\%$ Nном допускается увеличение концентрации натрия в конденсате турбины до величины не более 0,0005 мг/дм ³		

Нормы качества и уровни отклонений нормируемых показателей качества питательной и продувочной воды ПГ при работе блока на энергетических уровнях мощности более 50 % Nном приведены в таблицах 2.7.3.5 и 2.7.3.6.

Таблица 2.7.3.5 – Нормы качества питательной воды ПГ при эксплуатации блока на энергетических уровнях мощности более 50 % $N_{\text{ном}}$

Нормируемые показатели				
Наименование показателей	Нормируемые значения	Уровни отклонения от нормируемых значений		
		Первый уровень (ограничение при работе и освоении мощности энергоблока > 50 % $N_{\text{ном}}$ не более 7 суток → снижение мощности до ≤ 50 % $N_{\text{ном}}$)	Второй уровень (ограничение при работе и освоении мощности энергоблока > 50 % $N_{\text{ном}}$ не более 24 ч → перевод РУ на МКУ)	Третий уровень (перевод РУ в «горячее» состояние с ограничением работы 24 ч → «холодное» состояние)
Удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы, мкСм/см, не более	0,3	Свыше 0,3 до 0,5	Свыше 0,5 до 1,0	Свыше 1,0
Концентрация кислорода, мг/дм ³ , не более	0,005	Свыше 0,005 до 0,01	Свыше 0,01 до 0,05	Свыше 0,05
Диагностический показатель				
Наименование показателей		Контрольные уровни		
Величина рН, ед. рН		9,3-9,7		
Концентрация железа, мг/дм ³ , не более		0,005		
Концентрация гидразина, мг/дм ³ , не менее		0,01		
Концентрация этаноламина, мг/дм ³		0,3-0,8		
Концентрация аммиака, мг/дм ³		0,8-3,0		
Концентрация нефтепродуктов, мг/дм ³ , не более		0,1		
Примечания				
1 Контроль кислорода – после деаэратора.				
2 Контроль показателей качества питательной воды – за последним ПВД.				
3 При включенной системе очистки турбинного конденсата верхнее значение величины рН рекомендуется поддерживать не более 9,5.				
4 При включенной системе очистки турбинного конденсата концентрацию аммиака рекомендуется поддерживать не более 1,5 мг/дм ³ .				
5 При первом подключении в работу ПВД допускается в течение 7 суток увеличение концентрации железа в питательной воде до 0,05 мг/дм ³				

В продувочной воде ПГ показатели качества среды установлены для воды «солевого» отсека парогенератора, где происходит максимальное концентрирование растворенных веществ (примесей), поступающих в ПГ с питательной водой.

Таблица 2.7.3.6 -Нормы качества продувочной воды ПГ из «солевого» отсека при эксплуатации блока на энергетических уровнях мощности > 50 % N_{ном}

Н о р м и р у е м ы е п о к а з а т е л и продувочной воды ПГ				
Наименование показателей	Нормируемые значения	Уровни отклонения от нормируемых значений		
		Первый уровень (ограничение при работе и освоении мощности энергоблока > 50% N _{ном} не более 7 суток → снижение мощности ≤50 % N _{ном})	Второй уровень (ограничение при работе и освоении мощности энергоблока > 50% N _{ном} не более 24 ч → перевод РУ на МКУ)	Третий уровень (перевод РУ в «горячее» состояние с ограничением работы 24 ч → «холодное» состояние)
Удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы, мкСм/см, не более	1,5	Свыше 1,5 до 3	Свыше 3 до 5	Свыше 5
Концентрация натрия, мг/дм ³ , не более	0,03	Свыше 0,03 до 0,1	Свыше 0,1 до 0,3	Свыше 0,3
Концентрация хлорид-ионов, мг/дм ³ , не более	0,03	Свыше 0,03 до 0,1	Свыше 0,1 до 0,3	Свыше 0,3
Концентрация сульфат-ионов, мг/дм ³ , не более	0,03	Свыше 0,03 до 0,1	Свыше 0,1 до 0,3	Свыше 0,3

Диагностический показатель	
Наименование показателей	Контрольные уровни
Величина рН, ед. рН	9,2-9,6
Величина рН, ед. рН	9,2-9,6
Концентрация аммиака ¹⁾ , мг/дм ³	0,1 -0,5
Концентрация этаноламина ¹⁾ , мг/дм ³	3,0-8,0
¹⁾ В зависимости от содержания аммиака и этаноламина в питательной воде ПГ и расхода продувочной воды ПГ	

Для режима работы на мощности более 50 % $N_{ном}$ (таблицы 2.7.3.5 и 2.7.3.6), установлено три уровня фиксированных отклонений нормируемых показателей ВХР. При фиксировании таких отклонений качества рабочей среды, предусмотрено выполнение следующих необходимых действий (условия эксплуатации).

Первый уровень действия.

Допустимая продолжительность работы блока на мощности более 50 % $N_{ном}$ при отклонении нормируемых показателей качества питательной или продувочной воды ПГ в пределах первого уровня отклонений, приведенного в таблицах 2.7.3.5 и 2.7.3.6 не должна превышать 7 суток с момента обнаружения отклонения.

В случае невозможности в течение 7 суток выявить причины и устранить отклонения нормируемых показателей, уровень мощности блока в нормальной технологической последовательности снижается до значения менее 50 % $N_{ном}$.

Последующий подъем мощности блока более 50 % $N_{ном}$ возможен только после устранения причин отклонения и восстановления нормируемых показателей до допустимых значений, указанных в таблицах 2.7.3.5 и 2.7.3.6.

Второй уровень действия.

Допустимая продолжительность работы блока на мощности более 50 % $N_{ном}$ при отклонении нормируемых показателей в пределах второго уровня, приведенного в таблицах 2.7.3.5 и 2.7.3.6, не должна превышать 24 ч с момента обнаружения отклонения.

При невозможности в течение 24 ч выявить причины и устранить отклонения нормируемых показателей, энергоблок в нормальной технологической последовательности переводится в состояние «выход на МКУ мощности».

Последующий подъем мощности блока возможен после устранения

причин отклонения и восстановления нормируемых показателей до допустимых значений, указанных в таблицах 2.7.3.5 и 2.7.3.6.

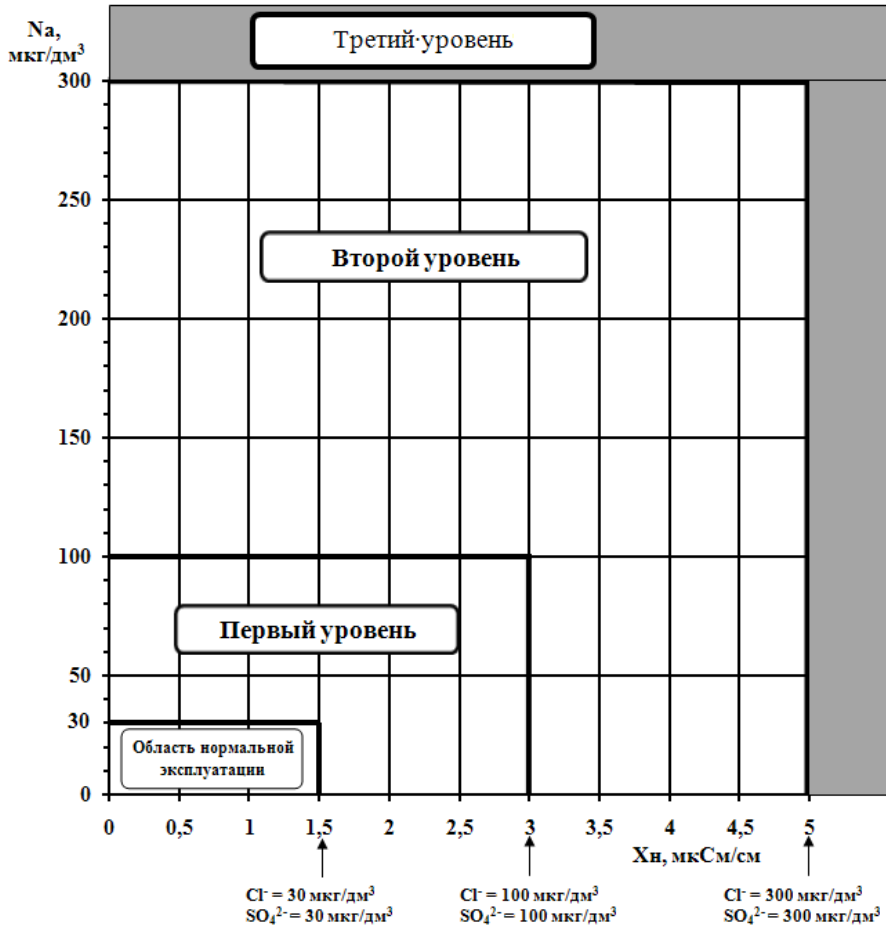


Рисунок 2.7.3.2 -Уровни отклонений нормируемых показателей качества продувочной воды ПГ при работе блока на энергетических уровнях мощности более 50 % $N_{ном}$

Третий уровень действия.

При достижении показателей качества питательной и продувочной воды парогенераторов значений третьего уровня отклонений, указанных в таблицах 2.7.3.5 и 2.7.3.6, энергоблок в нормальной технологической последовательности переводится в «горячее» состояние.

При невозможности в течение 24 ч выявить причины и устранить отклонения нормируемых показателей, энергоблок в нормальной технологической последовательности переводится в «холодное» состояние. При этом, последующий разогрев и подъем мощности блока возможен только после устранения причин отклонений нормируемых значений показателей качества питательной и продувочной воды ПГ.

Таким образом, нормативными и эксплуатационными документами установлены обоснованные величины показателей качества теплоносителей 1 и 2 контуров блоков станции проекта АЭС-2006, безопасные пределы их изменений и условия эксплуатации в виде регламентированных уровней действий персонала при отклонениях ВХР.

3 СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГОБЛОКА ПРИ НОРМАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

3.1 Состояния нормальной эксплуатации

В предыдущей главе были описаны принципы, подходы, а также значения параметров и условий безопасной эксплуатации.

Приведем детальную информацию по состояниям нормальной эксплуатации и нарушений нормальной эксплуатации АС. Установлены следующие состояния нормальной эксплуатации и нарушений нормальной эксплуатации АС с В-392М:

1. Эксплуатационное состояние С1 (Работа на мощности) характеризуется следующими значениями основных параметров и характеристик:
 - реактор критичен, $K_{эфф} = 1$ (в стационарном состоянии);
 - мощность реактора более 1 % $N_{ном}$;
 - давление в первом контуре $P_1 = (16,2 \pm 0,3)$ МПа (в стационарном состоянии);
 - температура теплоносителя первого контура на входе в реактор более 284 °С;
 - давление пара на выходе из ПГ $(6,8 - 7,0) \pm 0,1$ МПа;
 - в работе не менее двух ГЦНА.
2. Эксплуатационное состояние С2 (выход на МКУ) характеризуется следующими значениями основных параметров и характеристик:
 - $K_{эфф} \leq 1$;
 - нейтронная мощность реактора менее или равна 1 % $N_{ном}$;
 - давление первого контура $P_1 = (16,2 \pm 0,3)$ МПа;
 - температура теплоносителя первого контура на входе в реактор в момент выхода на МКУ более 260°С;
 - давление пара на выходе из ПГ от 5,8 до 6,7 МПа;
 - в работе не менее двух ГЦНА.
3. Эксплуатационное состояние С3 («Горячее» состояние) характеризуются следующими значениями основных параметров и характеристик:

- реактор подкритичен, концентрация H_3BO_3 в первом контуре обеспечивает подкритичность не менее 0,01 без учета введенных в активную зону ОР СУЗ и определяется в соответствии с подразделом 4.2.7;
 - температура теплоносителя первого контура на входе в реактор от 260 до 284 °С;
 - давление в первом контуре $P_I = (16,2 \pm 0,3)$ МПа;
 - давление пара на выходе из ПГ P_{II} от 5,8 до 6,7 МПа;
 - все ОР СУЗ на нижних концевых выключателях (либо на НЖУ).
4. Эксплуатационное состояние С4 («Холодное» состояние) характеризуются следующими значениями основных параметров и характеристик:
- реактор подкритичен, концентрация H_3BO_3 в первом контуре составляет не менее 16 г/дм³ и обеспечивает подкритичность не менее 0,02 без учета введенных в активную зону ОР СУЗ;
 - все ОР СУЗ – на нижних концевых выключателях (либо на НЖУ);
 - температура теплоносителя первого контура на выходе из реактора менее 70°С;
 - сочетание давления и температуры корпуса реактора удовлетворяет критерию сопротивления хрупкому разрушению.
5. Эксплуатационное состояние С5 (Останов для ремонта) характеризуются следующими значениями основных параметров и характеристик:
- реактор подкритичен, концентрация H_3BO_3 в первом контуре составляет не менее 16 г/дм³ и обеспечивает подкритичность не менее 0,02 без учета введенных в активную зону ОР СУЗ;
 - все ОР СУЗ – на нижних конечных выключателях или на нижних жестких упорах;
 - первый контур разуплотнен;
 - температура теплоносителя первого контура на выходе из реактора менее 70°С;
 - давление теплоносителя первого контура в первом контуре равно атмосферному;
 - уровень в реакторе должен быть на 300 – 400 мм ниже главного разъема реактора или снижен для выполнения ремонтных работ,

но не ниже величины уровня на (600 ± 50) мм выше уровня оси «холодных» патрубков реактора.

6. Эксплуатационное состояние С6 (Перегрузка топлива) характеризуется следующими значениями основных параметров и характеристик:
- реактор подкритичен, концентрация H_3BO_3 в первом контуре составляет не менее 16 г/дм^3 и обеспечивает подкритичность не менее 0,02 без учета введенных в активную зону ОР СУЗ;
 - температура теплоносителя первого контура на выходе из реактора менее $60 \text{ }^\circ\text{C}$;
 - ВБ и БЗТ сняты;
 - БП и БВ заполнены до необходимого уровня раствором H_3BO_3 с концентрацией не менее 16 г/дм^3 .
 - гидрозатвор снят, шахта реактора объединена с бассейном выдержки.

Приечание – под основными параметрами и характеристиками понимаются параметры и характеристики АС, существенно влияющие на параметры, характеризующие безопасность АС в соответствующем состоянии.

7. Эксплуатационное состояние С7 (Разогрев) является переходным состоянием от С4 к С3 при котором выполняются проверки плотности и гидравлические испытания первого и второго контуров. В процессе разогрева оперативным персоналом производится подключение и/или контролируется готовность работы систем и оборудования энергоблока.
8. Эксплуатационное состояние С8 (Расхолаживание) является переходным состоянием от С3 к С4 при котором по мере расхолаживания РУ, оперативным персоналом производится и/или контролируется отключение соответствующих систем и оборудования энергоблока.

В рамках каждого состояния могут рассматриваться различные режимы эксплуатации на АС, в том числе предусмотренные регламентом проверки и испытания, которые должны быть учтены при формировании пределов безопасной эксплуатации.

Указанные состояния энергоблока (РУ) при нормальной эксплуатации и определяющие их условия приведены в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 – Параметры и условия состояний нормальной эксплуатации энергоблока (РУ) В-392М

№	Состояние РУ	Коэффициент разложения, $K_{эфф}$	Тепловая мощность реактора, $\%N_{НОМ}$	Концентрация борной кислоты в т/н 1 контура, $г/дм^3$	Температура теплоносителя, °С		Дополнительные условия
					на входе в реактор	на выходе из реактора	
C1	Работа на мощности	1	> 1	$C_{тек}$	> 284	-	<ul style="list-style-type: none"> - Давление в 1 контуре $P_1 = (16.1 \pm 0.3)$ МПа - давление пара на выходе из ПГ $(6.8 - 7.0) \pm 0.1$ МПа; - в работе не менее двух ГЦНА
C2	Выход на МКУ мощности	≤ 1	≤ 1	от 20 до $C_{тек}$	> 274	-	<ul style="list-style-type: none"> - Одна из групп ОР СУЗ выше НКВ - $P_1 = (16.1 \pm 0.3)$ МПа; - $L_{кд} = (5100 \pm 150)$ мм - $P_{пг} = (5,8 - 6,7) \pm 0,1$ МПа - $L_{пг} = (L_{НОМ} \pm 50)$ мм - разница концентраций H_3BO_3 в реакторе и КД < 0.5 г/дм³ - в работе не менее двух ГЦНА
C3	Горячее	< 0.99 без учета погруженных в активную зону ОР	-	от $C_{мин.}$ до 20	$260 \div 284$	-	<ul style="list-style-type: none"> - все ОР СУЗ на НКВ (либо НЖУ) - $P_1 = 16.1 \pm 0.3$ МПа; - $L_{кд} = (5100 \pm 150)$ мм - $P_{пг} = 5.8 - 6.7$ МПа; - $L_{пг} = (L_{НОМ} \pm 50)$ мм - разница концен-

№	Состояние РУ	Коэффициент разmultiplication, $K_{эфф}$	Тепловая мощность реактора, $\%N_{ном}$	Концентрация борной кислоты в т/н 1 контура, $г/дм^3$	Температура теплоносителя, °С		Дополнительные условия
					на входе в реактор	на выходе из реактора	
		СУЗ					траций H_3BO_3 в реакторе и КД < 0.5 $г/дм^3$
C4	Холод лодное	< 0.98 без учета ОР СУЗ	-	16 ÷ 20	-	< 70	- 1 контур уплотнен - разница концентраций H_3BO_3 в реакторе и КД < 0.5 $г/дм^3$ - все ОР СУЗ – на НКВ (либо на НЖУ) сочетание давления и температуры корпуса реактора удовлетворяет критерию сопротивления хрупкому разрушению
C5	Останов для ремонта	< 0.98 без учета ОР СУЗ	-	16 ÷ 20	-	< 70	- 1 контур разуплотнен - уровень в реакторе на 300 – 400 мм ниже ГРР или снижен для выполнения ремонтных работ, но не ниже (600 ± 50) мм над уровнем оси «холодных» патрубков - разница концентраций H_3BO_3 в реакторе и КД: менее 0.5 $г/дм^3$ - атмосферное давление в первом контуре ;

№	Состояние РУ	Коэффициент разmultiplication, $K_{эфф}$	Тепловая мощность реактора, $\%N_{но м}$	Концентрация борной кислоты в т/н 1 контура, $г/дм^3$	Температура теплоносителя, °С		Дополнительные условия
					на входе в реактор	на выходе из реактора	
							- все ОР СУЗ – на НЖУ
C6	Перегрузка топлива	< 0.98 без учета ОР СУЗ	-	16 ÷ 20	-	< 60	- ВБ и БЗТ сняты. - Гидрозатвор снят, шахта реактора объединена с БВ - Уровень в БП = 25.45 ± 0.1 м
C7	Разогрев	< 0.98 без учета ОР СУЗ	-	16 ÷ 20	< 260	≥ 70	Разница концентраций H_3BO_3 в реакторе и КД < 0.5 г/дм ³
C8	Расхлаживание	< 0.98 без учета ОР СУЗ	-	16 ÷ 20	< 260	≥ 70	Разница концентраций H_3BO_3 в реакторе и КД < 0.5 г/дм ³

Здесь:

$C_{тек}$, критическая концентрация H_3BO_3 для конкретной загрузки, уровня мощности, положения ОР СУЗ, отравления ксеноном и сармарием, длительности работы загрузки;

C_{min} , минимально-допустимая величина, обеспечивающая подкритичность не менее 1 % (без учета погруженных в активную зону ОР СУЗ) на данный момент кампании (по альбому НФХ данной топливной загрузки)

3.2 Границы между состояниями нормальной эксплуатации

Границы между состояниями нормальной эксплуатации определены следующим образом:

- 1) Между состоянием С6 (перегрузка топлива) и состоянием С5 (останов для ремонта) – снятие / установка гидрозатворов между топливным бассейном и шахтой реактора;
- 2) Между состоянием С5 (останов для ремонта) и состоянием С4 (холодное) – разуплотнение одного из / уплотнение всех разъемов первого контура;
- 3) Между состоянием С4 (холодное) и состоянием С7 (разогрев) – температура теплоносителя первого контура на выходе из реактора меньше / больше 70°C;
- 4) Между состоянием С7 (разогрев) и состоянием С3 (горячее) – температура теплоносителя первого контура на входе в реактор меньше / больше 260°C;
- 5) Между состоянием С3 (горячее) и состоянием С2 (выход на МКУ) – все группы ОР СУЗ полностью введены в активную зону / начато извлечение групп ОР СУЗ из активной зоны;
- 6) Между состоянием С2 (выход на МКУ) и состоянием С1 (работа на мощности) – нейтронная мощность меньше / больше 1 % $N_{ном}$;
- 7) Между состоянием С3 (горячее) и С8 (расхолаживание) – температура теплоносителя первого контура на входе в реактор больше / меньше 260°C;
- 8) Между состоянием С8 (расхолаживание) и состоянием С4 (холодное) – температура теплоносителя первого контура на выходе из реактора больше / меньше 70°C.

Режимы реализуемые в процессе эксплуатации РУ в рамках состояний НЭ и ННЭ выбраны с целью обеспечения анализа прочности оборудования.

3.3 Переходные режимы реактора

В процессе эксплуатации важную роль играют плановые процедуры пуска энергоблока после останова и процедуры останова. В следующих разделах 3 и 4 будут представлены основные этапы этих процедур.

Кроме того, в процессе эксплуатации возникают ситуации, связанные с переходом энергоблока от одного уровня мощности к другому.

Сравнительно *медленные изменения мощности*, происходящие за период времени, измеряемый минутами и более, чаще всего связа-

ны с участием блока в регулировании графика нагрузок в энергосистеме (например, разгрузка блока в период паводка, когда целесообразно использование ГЭС с максимальной мощностью, разгрузка на ночь, выходные, праздничные дни и др.), а также с разгрузкой энергоблока персоналом при неисправностях части вспомогательного оборудования.

Причины *быстрых изменений мощности* — отключение от сети электрических генераторов, приводящее к полной разгрузке блоков или к частичной, если в состав блока входит несколько турбогенераторов; срабатывание предохранительных клапанов; срабатывание аварийной защиты реактора или турбины, приводящее к полному останову или частичной разгрузке; участие блока в первичном регулировании частоты и прогивоаварийном управлении энергосистемой и пр. Именно на переходных режимах чаще всего возникает опасность превышения предельно допустимых значений тех или иных технологических параметров, определяющих надежность и безопасность энергоблока.

При переходных режимах процесс изменения технологических параметров сопровождается работой системы автоматического управления и защиты энергоблока, которая в большой мере влияет на характер переходных процессов. При уменьшении мощности турбин и реактора изменяются также режимы работы парогенераторов, сепараторов-пароперегревателей (СПП), регенеративных подогревателей, конденсационной установки, конденсатных и питательных насосов и др.

При изменении режима работы реакторов, парогенераторов, турбин и другого оборудования энергоблока меняются параметры рабочих процессов в них, вследствие чего изменяется температурное состояние наиболее ответственных элементов тяжелого оборудования (корпусов, патрубков, фланцевых соединений, роторов турбин и др.). Это приводит к температурным напряжениям и деформациям, из-за чего приходится во многих случаях ограничивать скорости перехода от одного режима к другому.

На Рисунке 3.3.1 приведены проектные пределы и параметры переходного процесса в реакторе для состояний нормальной эксплуатации (1), нарушений нормальной эксплуатации без достижения уставок на срабатывание систем безопасности (2), предаварийные ситуации без превышения предела безопасной эксплуатации (3) и аварии с превышением предела безопасной эксплуатации (4).

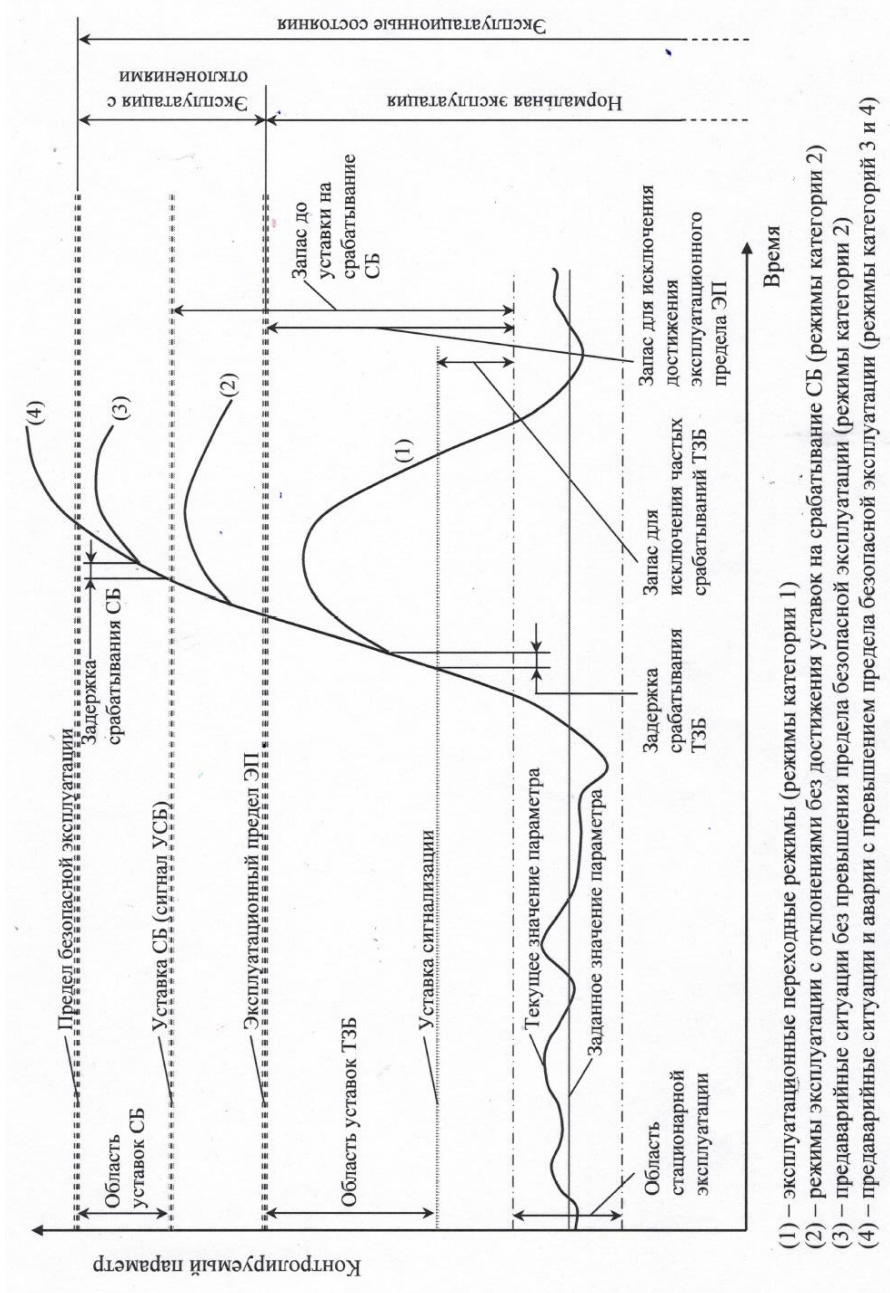


Рисунок 3.3.1 – Изменение параметра в ходе переходного процесса в реакторе для различных эксплуатационных состояний

4 ПУСК ЭНЕРГОБЛОКА

В режимах эксплуатации важную роль играет процедура пуска энергоблока после останова.

Пуск энергоблока это процесс, в котором по заранее разработанному и проверенному алгоритму выполняются технологически и логически связанные операции, в результате которых блок из остановленного состояния переводится в режим работы на заданной мощности с выдачей в энергосистему электроэнергии. Пуск связан с нагружением всех элементов установки, является сложным и потенциально опасным режимом.

Ниже представлены основные этапы этой процедуры.

4.1 Заполнение 1 контура

При подготовке систем для заполнения первого контура необходимо убедиться, что все ремонтные работы на системах, связанных с первым контуром закончены. Вскрытое оборудование первого контура уплотнено, о чём сделаны соответствующие записи. Реактор должен быть уплотнён за исключением трёх центральных ДПШ. Подготовлено достаточное количество РБК соответствующего качества.

Итак, после уплотнения оборудования, находившегося в ремонте и проверки готовности систем подпитки продувки, системы баков хранения теплоносителя эксплуатационного качества, системы подачи вод БВ на очистку можно приступить к подаче РБК в первый контур.

Заполнение 1 контура ведется, как правило, через проточную часть насосов системы продувки-подпитки КВА. Заполнение может вестись как насосами системы хранения теплоносителя эксплуатационного качества КВВ (Видеокадр системы показан на рисунке 4.1.1), так и системой подачи вод бассейна выдержки на очистку FAL (видеокадр на рисунке 4.1.2).

Так как подача раствора борной кислоты для заполнения 1 контура выполняется через проточную часть системы подпитки-продувки, необходимо контролировать по месту состояние насосов КВА из-за возможного раскручивания рабочих колёс потоком среды.

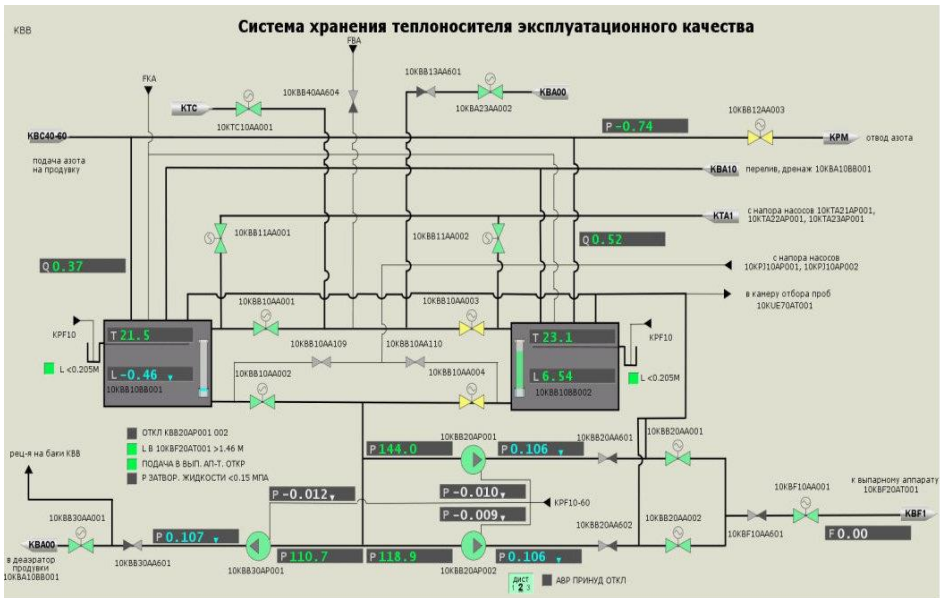


Рисунок 4.1.1 – Видеокадр системы хранения теплоносителя эксплуатационного качества КВВ

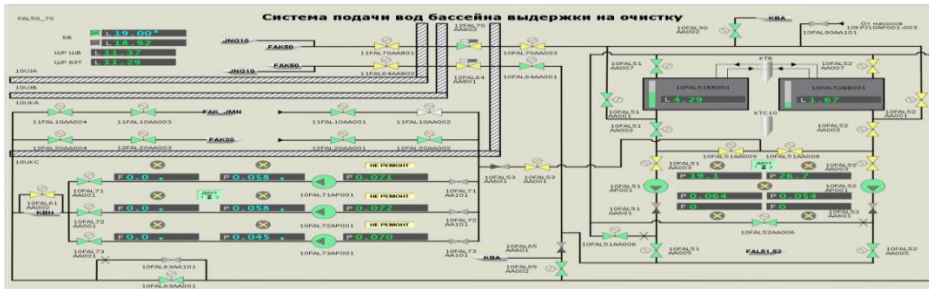


Рисунок 4.1.2 – Видеокадр системы подачи вод бассейна выдержки на очистку FA

Достоинством проекта В-392м является наличие уровнемера заполнения, тарированного на холодную воду (на рисунке 4.1.3 показан Видеокадр системы компенсации давления). Инструмент этот абсолютно необходим, так как позволяет отслеживать уровень в первом контуре от уровня оси холодных ниток до КД полностью заполненного. Актуально это и потому, что для заполнения 1 контура используются высокопроизводительные насосы FAL системы подачи вод бассейна выдержки на очистку и после заполнения петель уровень в реакторе будет повышаться стремительно.



Рисунок 4.1.3 – Видеокادر системы компенсации давления с уровнемером заполнения 1го контура

При заполнении 1 контура устанавливаются следующие ограничения:

- расход не более 40 м³/ч до уровня ГРР;
- расход не более 25 м³/ч до уровня в КД 11,1 м;
- расход не более 10 м³/ч до уровня в КД более 11,1 м;
- заполнение (дозаполнение) первого контура должно производиться РБК с концентрацией 16±20 г/дм³ и температурой 30÷70 °С;
- запрещается заполнение первого контура, если температура теплоносителя отличается от температуры металла корпуса реактора, ГЦТ, ПГ более чем на 30°С

В процессе заполнения необходимо выполнять осмотр оборудования и трубопроводов первого контура, особенно в местах, где выполнялись ремонтные работы.

При появлении течей из первого контура заполнение прекратить, при необходимости сдренировать теплоноситель до уровня, необходимого для ремонта. После устранения течи продолжить заполнение первого контура.

Для эффективного воздухоудаления используются линии системы аварийного газоудаления, линии газовых сдувок. Немаловажно также осуществлять продувку уровнемера заполнения реактора. Инструкцией по эксплуатации ГЦНА предусмотрена подача воды от системы подпитки-продувки в автономный контур. В случае заполнения до уровня главного разъёма ГЦНА подачу воды в автономный контур необходимо осуществлять для предотвращения попадания посторонних частиц в автономный контур.

При уровне в КД $0,493 \pm 0,593$ м (на 0,5-0,6 м ниже уровня разъемов чехлов приводов СУЗ) необходимо остановить заполнение, установить и уплотнить ДПШ. После уплотнения ДПШ можно продолжить заполнение 1 контура до уровня в соответствии с программой дальнейших ГИ.

4.2 Разогрев 1 контура до температуры проверки плотности при рабочем давлении и до температуры гидравлических испытаний

Требования разогрева 1 контура перед гидроиспытаниями обусловлены требованиями хладноломкости сталей. Причем температура, до которой необходимо разогревать контур увеличивается каждый год эксплуатации. Таким образом, нивелируется негативное влияние циклических нагрузжений оборудования и трубопроводов в условиях флюенса нейтронов.

До получения задания на разогрев РУ до температуры гидравлических испытаний, но при условии наличия записи о готовности оборудования, документации, персонала, средств связи к этапу разогрева от начальников соответствующих подразделений-исполнителей рекомендуется приступить к подготовительным операциям к разогреву 1 контура. Например, для обеспечения отвода тепла от верхнего блока и для обеспечения необходимого температурного режима в ГО в целом рекомендуется ввести в работу системы вентиляции (для блока 1,2 НВЭАС-2 это системы KLA01, KLA04, KLA03).

Немаловажно также подготовить к работе локализирующую арматуру по всем системам, пересекающим ГО. Для этого необходимо собрать их электросхемы и обеспечить работоспособность системы управляющего воздуха (QFA). Должны быть подготовлены к работе датчики КИП. Должно быть проверено открытое состояние коренных вентилях, осуществлена продувка импульсных линий, проверка измерительных каналов.

Все привода ОР СУЗ должны быть установлены на НКВ, а для ре-

жимов пуска после ППР должны быть подготовлены константная база данных схемы загрузки топлива предстоящей кампании. Также перед началом каких-либо работ по разогреву первого контура (равно как и второго контура и контура конечного поглотителя тепла) необходимо провести тщательный осмотр оборудования на предмет готовности к температурным расширениям. Оборудование должно быть раскреплено гидроамортизаторами и обеспечен контроль перемещения штоков гидроамортизаторов.

Перед увеличением температуры теплоносителя первого контура выше 50°C необходимо обеспечить подачу охлаждающей воды промконтура (Видеокадр схемы промконтура потребителей НЭ показан на рисунке 4.2.1) в теплообменник автономного контура ГЦНА. Требование обусловлено тем, что при увеличении температуры автономного контура выше 150°C существует риск повреждения вкладышей из антифрикционного материала запрессованных в корпус нижнего подшипника скольжения ГЦНА.

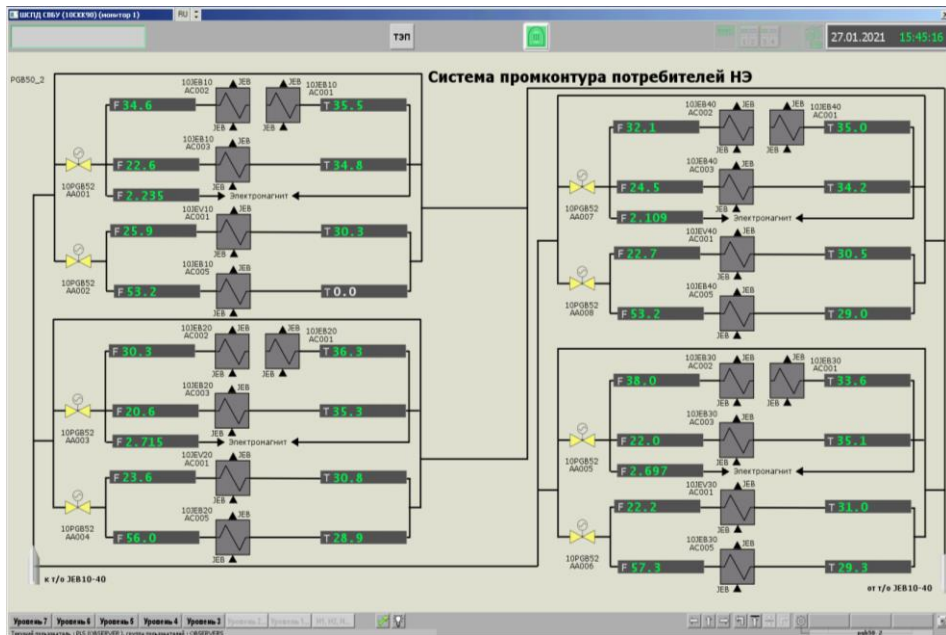


Рисунок 4.2.1 – Видеокадр схемы промконтура потребителей НЭ

Разогрев 1 контура осуществляется за счет энергии работающих ГЦНА. Для пуска ГЦНА необходимо выполнить ряд обязательных подготовительных мероприятий. Так должны выполняться проверки

работоспособности ТЗиБ. Для работы ГЦНА необходим подпор и для первоначального пуска используется азотная «подушка» (Видеокадр схемы системы компенсации давления с подачей азота показан на рисунке 4.2.2) после разогрева первого контура до температуры порядка 150 °С азотная «подушка» замещается на паровую. Поэтому параллельно проверке ТЗиБ подготавливается система подачи азота, проверяется его качество. В частности, недопустимо содержание масла, объемная доля кислорода не более 0,4, объемная доля азота не менее 99,6. Требования к качеству азота обусловлены опасностью ухудшения ВХР 1 контура, что в совокупности с повышением давления и температуры оборудования и трубопроводов может привести к ухудшению коррозионной стойкости конструкционных материалов первого контура.

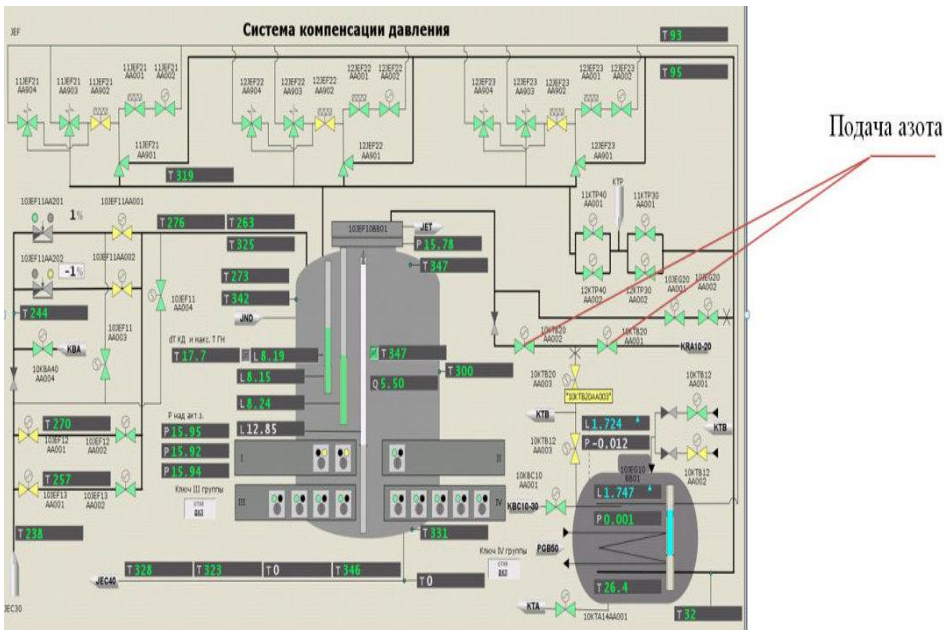


Рисунок 4.2.2 – Видеокадр схемы системы компенсации давления с подачей азота

Перед подъемом давления в первом контуре до 1,96 МПа при создании азотной «подушки» в КД необходимо выполнить мероприятия обеспечивающие разделение участков трубопроводов высокого и низкого давления, с соответствующей записью в оперативной документации на БПУ.

После создания азотной «подушки» и давления в первом контуре $1,6 \div 2,03$ МПа можно включать ГЦНА. Разогрев КД производится включением 4 групп ТЭН КД. При разогреве 1 контура существуют ограничения по количеству работающих ГЦНА. Не более 3 до температуры 1 контура менее $150\text{ }^{\circ}\text{C}$. Ограничения по количеству работающих ГЦНА обусловлены тем, что при температуре менее $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ плотность теплоносителя будет такова, что при работе 4 ГЦНА перепад на активной зоне будет превышать допустимые значения.

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

В процессе разогрева для равномерного прогрева оборудования и, как следствие, контролируемого температурного расширения необходимо постоянно контролировать:

- скорость разогрева теплоносителя первого контура и КД после создания «азотной» подушки в КД не должна превышать $20\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{ч}$;
- разность температур между теплоносителем в КД и теплоносителем первого контура не более $5\text{ }^{\circ}\text{C}$, при разогреве первого контура до температуры ГИ;
- запас до вскипания по температуре теплоносителя первого контура на выходе из активной зоны не менее $15\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- разность температур между подпиткой и теплоносителем в «холодных» нитках ГЦТ не более $30\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- разность между температурой металла верхней и нижней частями корпуса КД не более $50\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- разность между температурой металла верхней и нижней частями корпусов ПГ не более $40\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- разность между температурой питательной воды, подаваемой в ПГ и температурой корпуса, измеренной на наружной поверхности в самой нижней точке корпуса ПГ, не должна превышать $120\text{ }^{\circ}\text{C}$ (Видеокадр контроля ПГ и схем контроля температуры корпуса ПГ и питательной воды показан на рисунке 4.2.3) ;
- разность между температурой теплоносителя под крышкой реактора и в петлях ГЦТ не более $50\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- разность между температурой теплоносителя и корпуса реактора в зоне патрубков не более $70\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- при паровой «подушке» в КД разность температур теплоносителя в КД и теплоносителя первого контура $55 \pm 5\text{ }^{\circ}\text{C}$;

- при неработоспособном регуляторе разность температур теплоносителя в КД и теплоносителя первого контура должна поддерживаться дистанционно оператором в интервале $20 \div 85$ °С;
- уровень в КД при разогреве – расхолаживании с азотной «подушкой» – $10,9 \pm 0,15$ м, с паровой «подушкой» $5,1 \pm 10,0 \pm 0,15$ м.
- скорость разогрева бетона шахты реактора менее 10 °С/час.

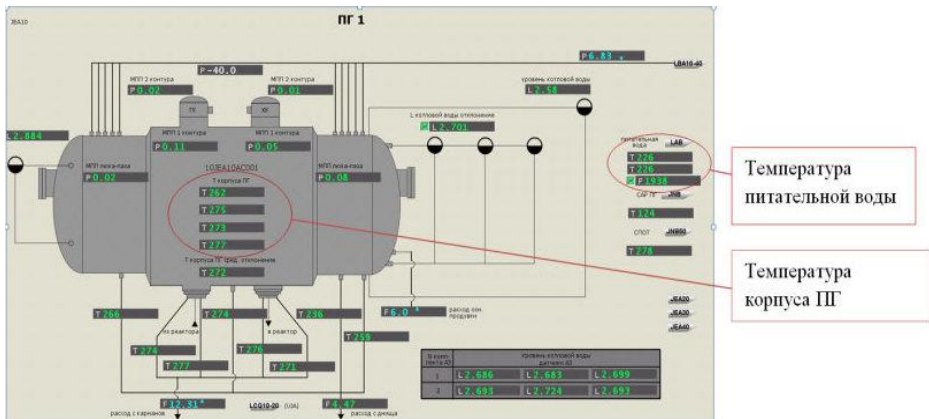


Рисунок 4.2.3 – Видеоквадр контроля ПГ и схемы контроля температуры корпуса ПГ и питательной воды

Для предотвращения холодной переопрессовки выполняются мероприятия по предотвращению увеличения давления в первом контуре более 3,33 МПа при температуре 1 контура менее 100°С:

- разобраны электросхемы ТЭН КД;
- разобраны электросхемы насосных агрегатов впрыска высокого давления (JND);
- разобраны электросхемы насосных агрегатов CAO3 высокого давления JNA12AP001, JNA22AP001;
- давление в GE CAO3 1 ступени не более 3,33 МПа. При невыполнении этого условия быстродействующая арматура, обвязана цепями с замками, электросхемы разобраны;
- введены в работу измерительные каналы замера давления в первом контуре;
- введена в работу защита первого контура от превышения давления, отключающая насосные агрегаты системы подпитки-продувки 1 контура (КВА), и ТЭН КД, и вводящая запрет на открытие

Персоналу ЦТАИ при температуре контура более 100°C выполнить осушку МПП оборудования первого контура через импульсный трубопровод. Для этих целей сообщить импульсный трубопровод с атмосферой. После 10 минутной выдержки на осушку подключить импульсную линию к датчику и проверить отсутствие роста давления.

Запрещается повышение температуры теплоносителя первого контура выше 120 °С при отсутствии в теплоносителе не менее чем двукратного избытка гидразин-гидрата по отношению к концентрации растворенного кислорода в теплоносителе. Подача гидразин-гидрата обусловлена необходимостью связывания растворенного кислорода. Однако, при температуре выше 120°C дозирование гидразина бессмысленно из-за его неустойчивости. Гидразин-гидрат распадается, причём реакция разложения гидразин-гидрата экзотермическая

Не допускается повышение температуры в первом контуре при проведении ГИ выше 135°C.

Скорость изменения давления в первом контуре не должна превышать 0,9 МПа (10 кгс/см²) в минуту.

Подъем давления в первом контуре более 3,33 МПа допускается только после разогрева первого контура до требуемых температур металла оборудования РУ, указанных в Приложении В

Подъем давления в ПГ по второму контуру более 2,5 МПа допускается только после разогрева металла корпуса ПГ более 97 °С, температура металла теплообменника СПОТ не менее 35 °С, если температура воды в ПГ не менее 110 °С.

После окончания ППР очень важно после включения таких важных агрегатов как ГЦНА необходимо выполнить контроль по системе обнаружения слабозакрепленных предметов и системе контроля вибрации (Видеокадр схемы системы обнаружения слабозакрепленных предметов и системы контроля вибрации показан на рисунке 4.2.5) отсутствие посторонних предметов в 1 контуре.

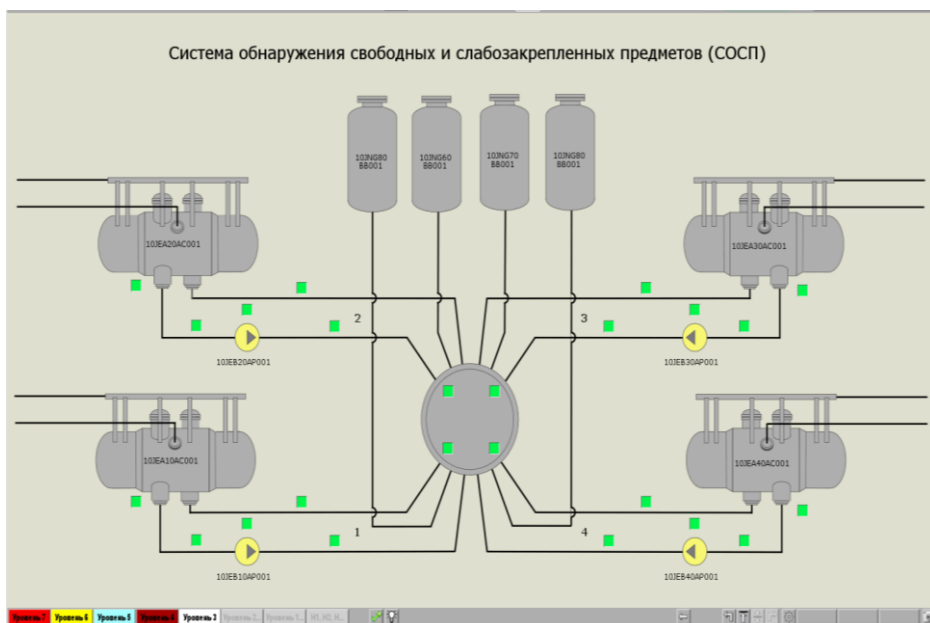


Рисунок 4.2.5 – Видеокادر схемы системы обнаружения слабоакрепленных предметов и системы контроля вибрации

Так как разогрев 1 контура неизбежно повлечет за собой разогрев 2 го контура через ГПК, необходимо приступить к разогреву деаэратора машзала от коллектора собственных нужд или от пара ПРК. Критичным на данном этапе является соблюдение регламентной величины разницы между температурой питательной воды, подаваемой в ПГ и температурой корпуса, измеренной на наружной поверхности в самой нижней точке корпуса ПГ, которая не должна превышать 120 °С.

Кроме того при температуре теплоносителя первого контура 60±70 °С, необходимо прогреть тупиковые участки:

- трубопроводы связи ГЕ САОЗ с реактором;
- трубопроводов каналов JNA (участков трубопроводов планового и ремонтного расхолаживания от ГЦТ до граничной арматуры).

После разогрева теплоносителя до температуры 80-90 °С провести снижение концентрации кислорода за счет ввода в первый контур гидразин-гидрата в количестве, обеспечивающем двух – трехкратный его избыток по отношению к концентрации кислорода.

При температуре воды в ПГ (20-150) °С необходимо вводить в работу систему продувки 2 парогенераторов (LCQ) (Видеокادر схемы

продувки и дренажей ПГ показана на рисунке 4.2.6). Указаны допустимые температуры, поэтому для более плавного прогрева трубопроводов рекомендуется вводить в работу систему LCQ при температуре воды в ПГ -80 °С.

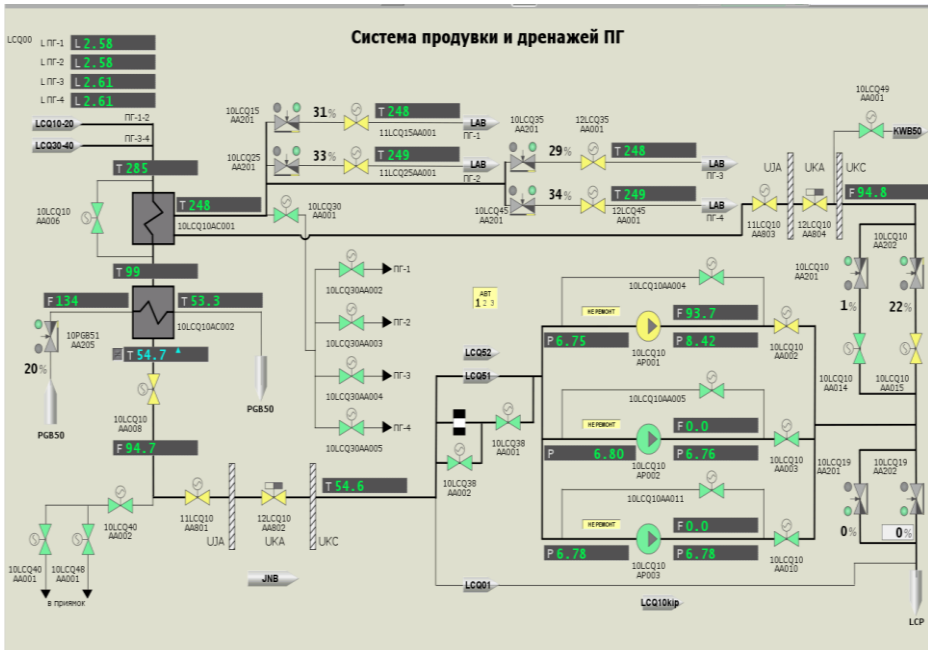


Рисунок 4.2.6 – Видеокادر схемы продувки и дренажей ПГ

При достижении температуры теплоносителя первого контура, металла оборудования и трубопроводов первого контура величины, превышающей на 7÷10°C минимально – допустимую температуру для проведения ГИ в соответствии с ИЭ РУ, если температура теплоносителя не более 130°C, выполняются операции по ГИ первого контура или второго контура на плотность и (или) на прочность.

4.3 Проверка плотности и гидравлические испытания 1 контура

При проведении гидравлических испытаний первого контура во втором контуре ПГ должно быть давление, не превышающее давление при температуре насыщения.

ГЦНА допускает гидравлические испытания в составе трубопрово-

вить, согласно ИЭ KWC, давление на напоре насоса, равное 24,5 МПа. При этом контролировать скорость подъема давления не более 0,98 МПа в минуту (рекомендованная скорость 0,49 МПа в минуту).

Видеокадр системы гидроиспытаний и продувки датчиков КИП борсодержающей воды показана на рисунке 4.3.3.

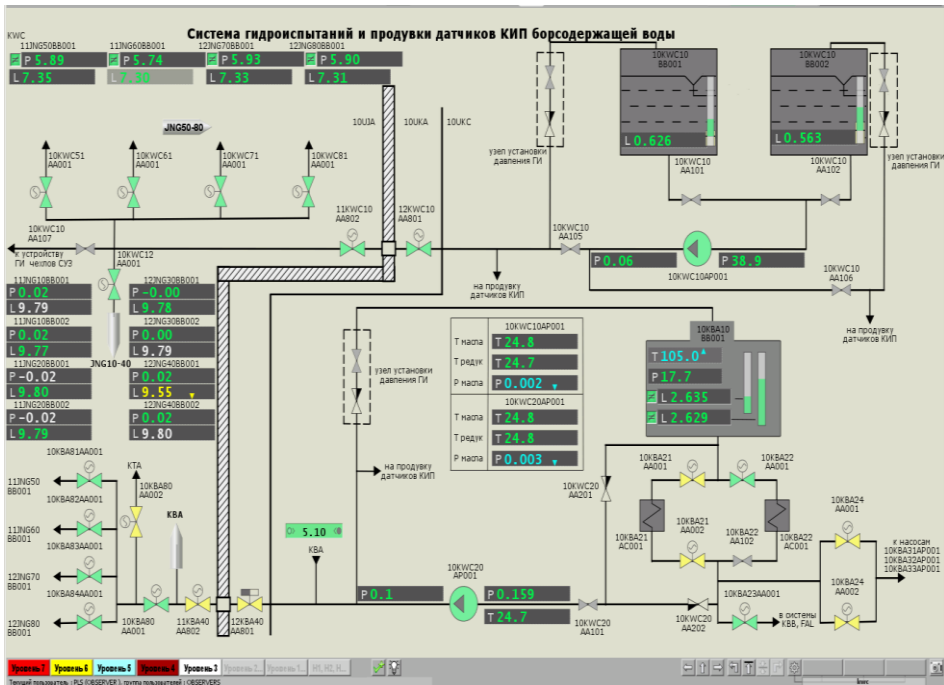


Рисунок 4.3.3 – Видеокадр системы гидроиспытаний и продувки датчиков КИП борсодержающей воды общей

Остановить подъем давления при достижении 24,5 МПа. Сделать выдержку времени не менее 10 минут, но не более 60 мин.

Снизить давление в первом контуре до давления осмотра 19,6 МПа плавным открытием регулятора на рециркуляции насоса гидроиспытаний KWC. Выполнить осмотр оборудования

В соответствии с НП-089-015, оборудование и трубопроводы системы первого контура считаются выдержавшими гидравлические испытания, если в процессе испытаний и при осмотре не обнаружено течи испытательной среды, а значение давления не выходило за

пределы, указанные в Программе, а после испытаний не выявлено разрывов металла и видимых остаточных деформаций.

4.4 Проверка плотности и гидравлические испытания 2 контура

Перед ГИ второго контура давлением 8,1 МПа и 11,5 МПа должно быть проведено ГИ первого контура давлением 17,64 МПа.

Запрещается повышение давления для проведения ГИ второго контура до окончания операций:

- по воздухоудалению из контура ГИ;
- по прогреву оборудования и трубопроводов нагружаемых давлением ГИ;
- по надежному отключению контура ГИ от смежных с ним оборудования и трубопроводов.

При проведении гидроиспытаний второго контура, давление первого контура должно быть выше давления во втором контуре по условиям ядерной безопасности во избежание протечек воды второго контура в первый контур. Рекомендуется поддерживать в первом контуре давление не менее чем на 0,98 МПа больше чем во втором контуре.

Показатели качества испытательной среды должны удовлетворять следующим требованиям:

- величина рН – 5,5÷8,0 ед. рН;
- концентрация хлорид-ионов – не более 0,005 мг/дм³;
- концентрация кремниевой кислоты – не более 0,015 мг/дм³;
- удельная электропроводность – не более 1,2 мкСм/см;
- содержание общего органического углерода – не более 0,1 мг/дм³.

Перед началом работ по ГИ 2 контура необходимо выполнить ряд обязательных условий:

- До начала подъема давления в контуре ГИ более 8,6 МПа необходимо отключить КИП, которые не рассчитаны на повышенное давление.
- При заполнении ПГ разность температур металла корпуса ПГ и подаваемой воды в ПГ не должна превышать 60°С.

- Давление в контуре ГИ следует повышать и понижать плавно, не допуская гидравлических ударов и скачков давления. Скорость изменения давления не должна превышать 0,98 МПа в минуту.
- При проведении ГИ температура металла корпуса ПГ должна быть не менее 97°C и не более 120°C.
- Заполнение ПГ до уровня 3,7 м производить питательной водой за счет работы ВПЭН из деаэратора при открытых воздушниках по второму контуру и закончить до начала проведения испытания первого контура на плотность давлением 3,2 МПа. Начинать заполнение ПГ по второму контуру до уровня 3,7÷3,8 м необходимо при уровне в КД более 4,3 м.
- Прекратить заполнение первого и второго контуров при появлении течей из второго контура, при необходимости сдренировать теплоноситель до уровня, необходимого для ремонта. После устранения течи продолжить заполнение первого и второго контуров.
- Организовать в процессе заполнения осмотр, отбор проб оборудования и трубопроводов второго контура.
- Перед подъемом давления во втором контуре выше 1,47 МПа необходимо привести граничную арматуру в состояние, обеспечивающее надежное разделение участков трубопроводов высокого и низкого давления.

При испытании второго контура давлением 8,1 МПа:

- – пружинные импульсные клапаны ИПУ ПГ должны быть заневолены в закрытом положении;
- – переключающие устройства ИПУ ПГ закрыты, электросхемы разобраны;
- – электромагнитные клапаны ИПУ ПГ электросхемы собраны, открыты.

При испытании второго контура давлением 11,5 МПа, после положительной проверки плотности давлением 8,1 МПа:

- пружинные импульсные клапаны ИПУ ПГ должны быть заневолены в закрытом положении;
- переключающее устройства ИПУ ПГ в промежуточном положении, электросхемы собраны;
- электромагнитные клапаны ИПУ ПГ закрыты, электросхемы разобраны.

БРУ-А, БРУ-К, БРУ-Д, БРУ-СН, БРУ-ТФУ, РУ-УПТ при GI второго контура давлением 8,1 МПа и 11,5 МПа должны быть закрыты в режиме дистанционного управления, электросхемы приводов разобраны.

Видеокадр схемы парового арматурного блока с отметкой БРУ-А и ИПУ-ПГ показан на рисунке 4.4.1.

Видеокадр схемы системы паропроводов свежего пара показан на рисунке 4.4.2.

Оборудование и трубопроводы СПОТ разбиваются на четыре контура гидравлических испытаний. Каждый из контуров СПОТ 1, 2, 3, 4 аналогичен по исполнению и включает в себя:

- два теплообменника СПОТ;
- трубопроводы паро-конденсатного тракта с арматурой;
- корпуса приводов пассивного действия регулирующих устройств, блоки арматур и трубопроводы.

Видеокадр схемы пассивного отвода тепла показан на рисунке 4.4.3.

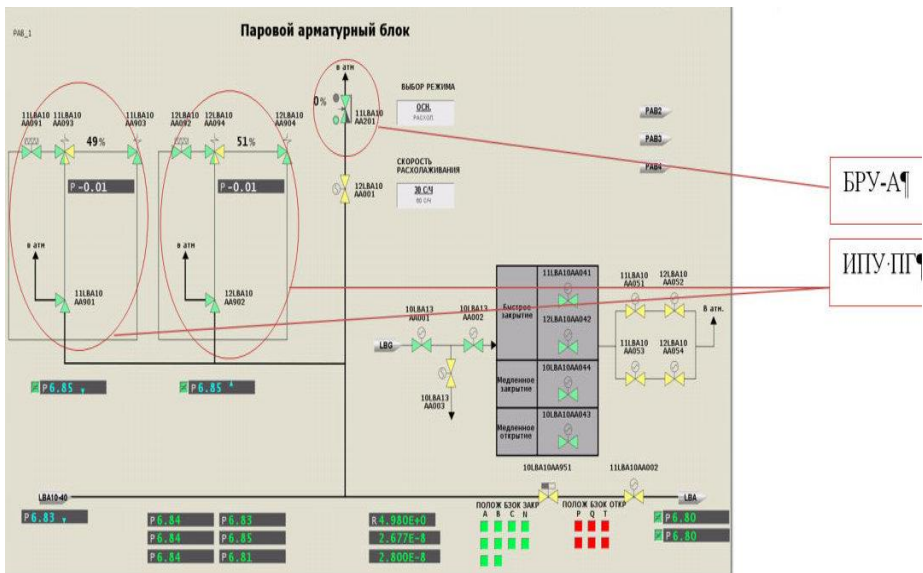


Рисунок 4.4.1 – Видеокадр схемы парового арматурного блока

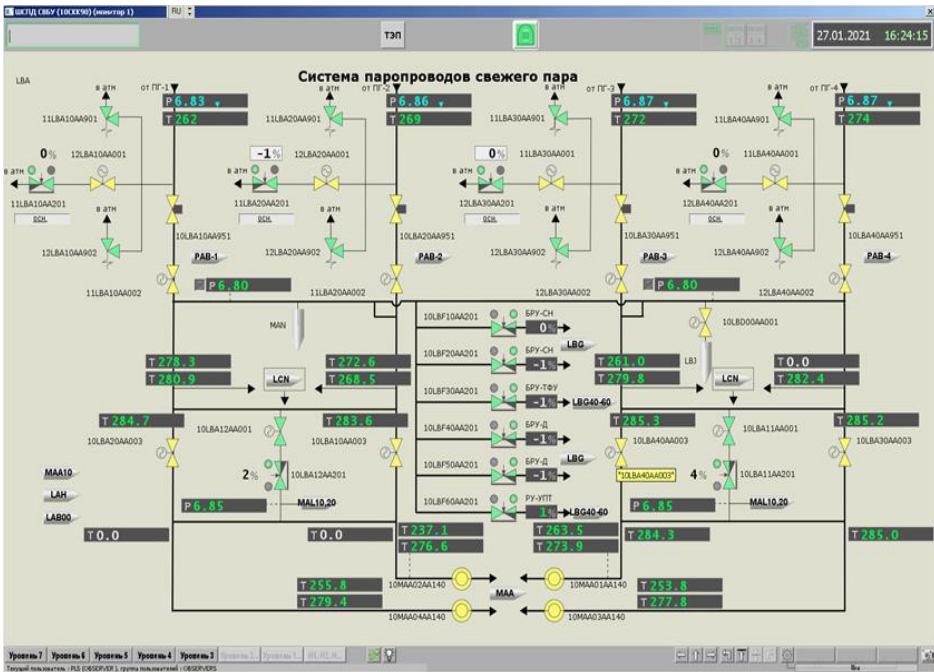


Рисунок 4.4.2 – Видеокادر схемы системы паропроводов свежего пара

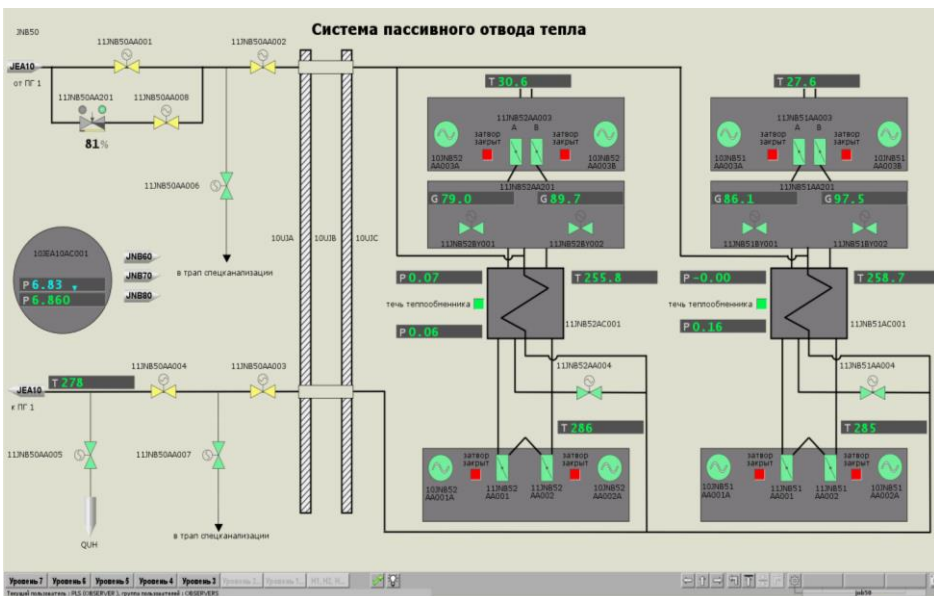


Рисунок 4.4.3 – Видеокادر схемы системы пассивного отвода тепла

Перед подъемом давления в контурах ГИ необходимо, чтобы температура металла теплообменника СПОТ была не менее 35°C при испытаниях в составе с ПГ, не менее 57°C при испытаниях контура СПОТ отдельно от ПГ. С учётом запаса на остывание оборудования, времени испытаний и осмотра рекомендуемая температура для испытательной среды – не менее 80°C.

Заполнение контуров СПОТ проводится одновременно с трубопроводами и оборудованием второго контура.

Выполнен наружный и внутренний осмотр теплообменников СПОТ, люки-лазы коллекторов уплотнены. На кожухи теплообменных модулей наложена тепловая изоляция. На трубопроводах пара и конденсата в местах, подлежащих осмотру, теплоизоляция не наложена.

Смотровые люки в кожухах теплообменных модулей СПОТ открыты для обеспечения возможности осмотра коллекторов и теплообменных труб и контроля температуры металла коллекторов переносным прибором.

Воздушные затворы теплообменных модулей СПОТ закрыты. Электрические схемы питания электромагнитов приводов и устройств дистанционного закрытия воздушных затворов собраны.

Проверена и обеспечена плотность прилегания планок на лопастях воздушных затворов к прокладкам на рамах затворов

Высотная отметка паровых камер ниже высотной отметки коллекторов ПГ, поэтому трубопроводы паровых камер заполняются раньше, чем коллекторы ПГ.

Для исключения гидроударов расход на заполнение одного ПГ должен быть не более 20÷50 м³/час (минимальным), заполнение считается законченным при стабильном истечении среды из воздушников (или изменении характера шума в арматуре) и начале устойчивого роста давления в ПГ.

Системы САР ПГ, LCQ заполняются (заполнить) совместно с ПГ1-4, при давлении в ПГ1-4 не более 0,5 МПа.

Минимальное избыточное давление испытательной среды в коллекторе пара ПГ необходимое для заполнения канала СПОТ составляет 0,25 МПа.

Разогрев оборудования и трубопроводов производится:

- ПГ совместно с первым контуром за счет остаточных тепловыделений и работающих ГЦНА;

- трубопроводов острого пара через дренажи и воздушники второго контура
- трубопроводов питательной воды при подаче питательной воды в ПГ по мере разогрева деаэрата маззала;
- трубопроводов системы САР ПГ открытием дренажей и проливом воды через них.

Перед подъемом давления выполнить контроль плотности закрытия БРУ-А, задвижки после БЗОК.

Перед подъемом давления во втором контуре выше 1,47 МПа необходимо привести граничную арматуру в состояние, обеспечивающее надежное разделение участков трубопроводов высокого и низкого давления.

При давлении второго контура 7 МПа система LCQ10-40 должна быть выведена из работы, арматура системы приведена в соответствии с контуром ГИ

При подъеме/снижении давления в диапазоне 5,8÷6,75 МПа контролировать открытие/закрытие регулирующих устройств СПОТ с ВК СВБУ

При подъеме давления постоянно вести контроль закрытого положения главных клапанов ИПУ ПГ

Время выдержки трубопроводов и оборудования системы под испытательным давлением 10 минут.

В процессе выдержки под испытательным давлением, допускается изменение давления в контуре ГИ в пределах $11,5 \pm 0,29$ МПа вследствие изменения температуры испытательной среды.

Осмотр оборудования и трубопроводов контура ГИ проводить на ступенях давления 0,5 МПа, 2,5 МПа, 8,1 МПа.

Комиссионный осмотр оборудования и трубопроводов производить после снижения давления в контуре ГИ до 9,2 МПа.

При ложном открытии воздушных затворов теплообменного модуля СПОТ в процессе проведения ГИ и невозможности дистанционного их закрытия испытание приостановить, отсечь соответствующий контур СПОТ от ПГ закрытием арматуры на трубопроводах пара и конденсата, снизить давление в отсеченном контуре до давления осмотра (9,2 МПа) открытием арматуры на линии дренажа и принять меры к закрытию и фиксации в закрытом положении воздушных затворов вручную.

Критерием завершения работ по программе является окончание ГИ оборудования и трубопроводов второго контура при выполнении следующих условий:

- в процессе испытаний и при осмотре не обнаружено течей и разрывов металла;
- в процессе выдержки в течение 10 минут давление ГИ не вышло за пределы $11,5 \pm 0,29$ МПа;
- после испытаний не выявлено видимых остаточных деформаций металла оборудования, трубопроводов и арматуры контура ГИ.

4.5 Ввод в работу систем ТО

В «холодном» состоянии РУ при подготовке к разогреву выполняется заполнение и проверка плотности ПГ по второму контуру давлением 1,96 МПа. Для этого необходим ввод в работу следующих систем ТО:

- системы накопления и деаэрации питательной воды (LAA);
- системы трубопроводов основной питательной воды (LAB);
- системы вспомогательной питательной воды (LAN, LAJ);
- системы обессоленной воды (LCP10-80);
- системы дренажей здания UMA (LCM10-70);
- системы технического водоснабжения ответственных потребителей (PCB, PCC);
- системы дренажей и опорожнения здания UMA (GMA);
- системы дренажей и опорожнения здания URS (GMR);
- системы отбора проб и автоматического хим. контроля (QUA, QUB, QUC, QUH, QUG, QUK);
- системы паропроводов собственных нужд (LBG10-70).

Системы дренажей GMA машзала UMA и GMR блочной насосной станции (БНС) URS постоянно находятся в работе, так как они обеспечивают удаление протечек оборудования и трубопроводов во всех эксплуатационных состояниях энергоблоков.

Система дренажей и опорожнения GMR здания URS, включающая два дренажных вертикальных насосных агрегата, переносной насос типа «Гном», арматуру, трубопроводы, КИПиА, предназначена для:

- периодической откачки дренажной воды насосами из дренажной галереи БНС в отводящий канал холодной воды градирни или в систему канализации дождевых сточных вод;
- опорожнения водоподводящего канала переносным насосом типа «Гном» в период ремонта ЦН.

Насосные агрегаты системы GMR находятся в автоматическом режиме и включаются по уровню в дренажной галерее. Один насос находится в работе, второй в резерве.

Система дренажей GMA машзала UMA, включающая шесть погружных дренажных насосов, водосборные лотки, сливные прямки, арматуру, трубопроводы, КИПиА, предназначена для:

- сбора и отвода стоков после работы системы пожаротушения здания UMA;
- сбора и отвода стоков после дренирования оборудования и трубопроводов на пол здания UMA в период ППР и в процессе эксплуатации.

При нормальной эксплуатации системы GMA насосы работают в автоматическом режиме. Для этого насосы оборудованы поплавковым регулятором, который обеспечивает включение насоса при увеличении уровня в приемке и откачку воды в систему очистных сооружений, а за тем отключение насоса при снижении уровня. Допускается работа насосов в ручном режиме с повышенным контролем оперативным персоналом за уровнями в приемках. При выводе какого-либо из насосов в ремонт должны быть определены дополнительные меры по обеспечению своевременной откачки сточных вод пола машзала, в частности – установка дополнительного переносного погружного насоса типа «Гном».

Система дренажей здания UMA LCM10-70 также полностью не выводится из работы, поскольку предназначена для выполнения следующих функций:

- сбора дренажей второго контура в дренажные баки с последующим возвратом их во второй контур (в конденсатор турбоустановки);
- снижения параметров «горячих» дренажей (дренажей высокого и низкого давления), для выделения из них паровой составляющей, конденсации ее и последующего доохлаждения конденсата пара перед поступлением его в дренажные баки;
- для минимизации потерь тепла и конденсата в условиях работы блока на мощности;

ляют «горячие» дренажи: соответственно дренажи высокого давления и низкого давления. В третью группу объединены «холодные» дренажи, имеющие температуру ниже 100°C. В четвертую группу объединены «холодные» дренажи с температурой до 80°C, прием которых в дренажные баки невозможен из-за условия высотного расположения. Для каждой группы предусмотрены отдельные собирающие коллекторы, переходящие в трубопроводы подвода среды. «Холодные» дренажи подводятся непосредственно в дренажные баки и бак «низких» точек, «горячие» дренажи – в расширитель дренажей через ограничительные шайбы.

Очевидна необходимость в постоянной работоспособности систем обессоленной воды (LCP10-80) и химического контроля (QUA, QUB, QUC, QUH, QUG, QUK), поскольку во время ремонта энергоблока оборудование и трубопроводы ТО нуждаются в промывке, консервации и заполнении перед вводом в работу с обязательным контролем качества воды.

Система LCP10-80, состоящая из двух баков запаса обессоленной воды по 630 м³ каждый, бака «грязного» конденсата объемом 928 м³, насоса подпитки деаэратора, двух насосов подпитки конденсаторов турбины, трубопроводов, арматуры, КИПиА, предназначена для:

- приема в здание UMA химически обессоленной воды (ХОВ) от насосов системы ионообменной очистки исходной воды GCF, раздачи ее потребителям, главным из которых является конденсатор турбины, и поддержания уровня в нем в условиях нормальной эксплуатации с компенсацией потерь пара и конденсата в технологических системах блока;
- хранения оперативного запаса обессоленной воды в баках;
- подачи «холодной» воды на всас ВПЭН (LAJ) с целью «дорасхолаживания» парогенераторов при останове блока в ремонт;
- приема «грязного» конденсата из системы дренажей здания UMA (LCM10-70) и хранения его перед очисткой в системе автономной химводоочистки LDB;
- приема воды после очистки ее на автономной обессоливающей установке LDB;
- снабжения водой систем второго контура для их промывки, для проведения гидравлических испытаний, для опробования питательных насосов;

К системам химического контроля второго контура относятся:

- система отбора проб для проведения лабораторных анализов;
- системы автоматизированного химического контроля.

Система отбора проб второго контура и БОУ QUN обеспечивает получение представительной пробы для проведения лабораторных анализов с целью получения информации о состоянии водно-химического режима второго контура и систем его поддержания. Система функционирует во всех эксплуатационных состояниях энергоблоков.

В состав системы QUN входят трубопроводы для транспортировки среды к месту отбора проб, теплообменники отбора проб для снижения температуры пробы менее 40°C, дросселирующие устройства для снижения давления до 0,1 МПа и обеспечения расхода до 100 дм³/ч, пробоотборные зонды (при необходимости), пробоотборные лотки, а также запорная арматура.

Представительность пробы обеспечивается минимальным диаметром пробоотборных трубопроводов, минимальной протяженностью трасс с возможно большим уклоном для исключения застойных зон, врезкой в трубопровод при помощи пробоотборного зонда.

Системы автоматизированного химического контроля обеспечивают оперативную информацию и подготовку информационной модели ВХР второго контура АЭС и поддержание на ее основе показателей качества рабочих сред второго контура АЭС для обеспечения ВХР.

К системам автоматизированного химического контроля второго контура (АХК-2) относятся:

- система автоматизированного химического контроля систем питательной воды QUA;
- система автоматизированного химического контроля систем пара QUB;
- система автоматизированного химического контроля систем конденсата QUC;
- система автоматизированного химического контроля систем блочной обессоливающей установки QUG;
- система автоматизированного химического контроля систем продувки ПГ QUK.

Основными функциями систем автоматизированного химического контроля являются:

- подготовка, транспортировка среды к месту автоматизированного контроля;
- измерение показателей качества технологических сред;
- предоставление информации по измеренным показателям;
- возврат отобранной пробы в технологический цикл АЭС.

Для подготовки проб и для измерений показателей качества сред второго контура в системе АХК-2 применяются системы подготовки проб и измерений (СППИ).

Каждая СППИ представляет собой комплекс, который состоит из:

- устройства подготовки проб;
- устройства измерений;
- устройства индикации, сигнализации и контроля;
- трубопроводов и арматуры.

Системы АХК-2 должны быть подготовлены к работе в «холодном» состоянии энергоблока и введены в работу при разогреве.

Важное значение имеет своевременный ввод в работу системы технического водоснабжения неотвественных потребителей (РС), поскольку её функционирование обеспечивает работоспособность насосного и теплообменного оборудования основных систем здания машзала UMA, в том числе насоса системы вспомогательной питательной воды (ВПЭН), а также здания резервной дизельной электростанции системы нормальной эксплуатации 13(23)UBN; здания холодильных машин UQR и здания компрессорной UTF.

Система РС спроектирована по одноподъемной оборотной схеме, с одной независимой градирней для каждого энергоблока, общей с системой основной охлаждающей воды (РА), с циркуляцией воды через теплообменники потребителей.

Из поперечного водоподводящего канала блочной насосной станции (URS) вода забирается двумя насосами неотвественных потребителей РС01 (один рабочий, один резервный) и по напорному трубопроводу подается потребителям здания UMA. По сливному трубопроводу нагретая в теплообменниках вода сливается в сливной трубопровод от конденсатора турбины, по которому поступает на охлаждение в градирню. На рисунке 4.5.3 показан видеокادر системы охлаждения потребителей здания турбины UMA.

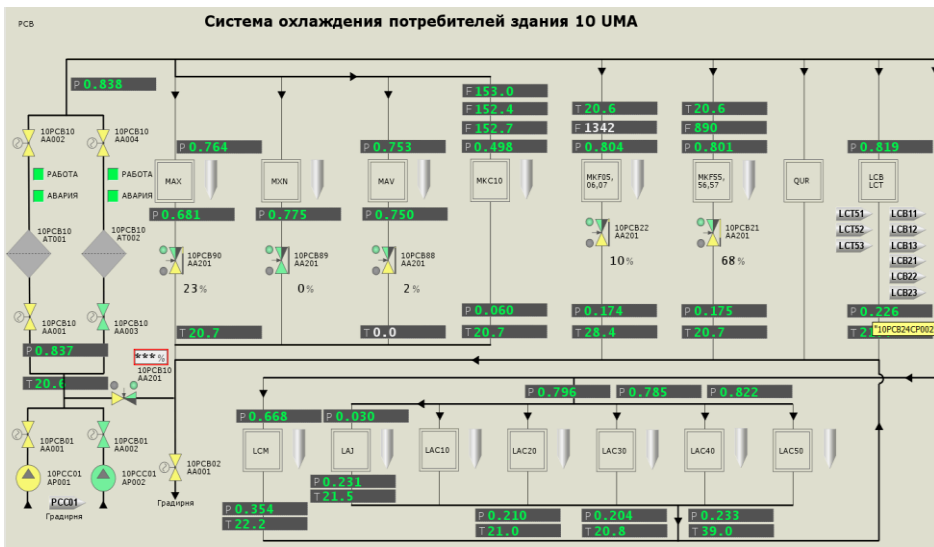


Рисунок 4.5.3 – Видеокадр системы охлаждения потребителей здания турбины UMA

По аналогичной схеме работают:

- два насоса РСС03 (один рабочий, один резервный) на охлаждение потребителей здания резервной дизельной электростанции системы нормальной эксплуатации 13(23)UBN, обеспечивая готовность дизель-генераторов аварийных общестанционных электростанций к автоматическому пуску в режиме обесточивания АЭС;
- четыре насоса РСС04 (три рабочих, один резервный) на охлаждение потребителей здания холодильных машин UQR и здания компрессорной UTF. Количество работающих насосов зависит от количества работающих холодильных машин.

На рисунке 4.5.4 показан видеокадр системы охлаждения потребителей зданий 13(23)UBN, UQR, UTF.

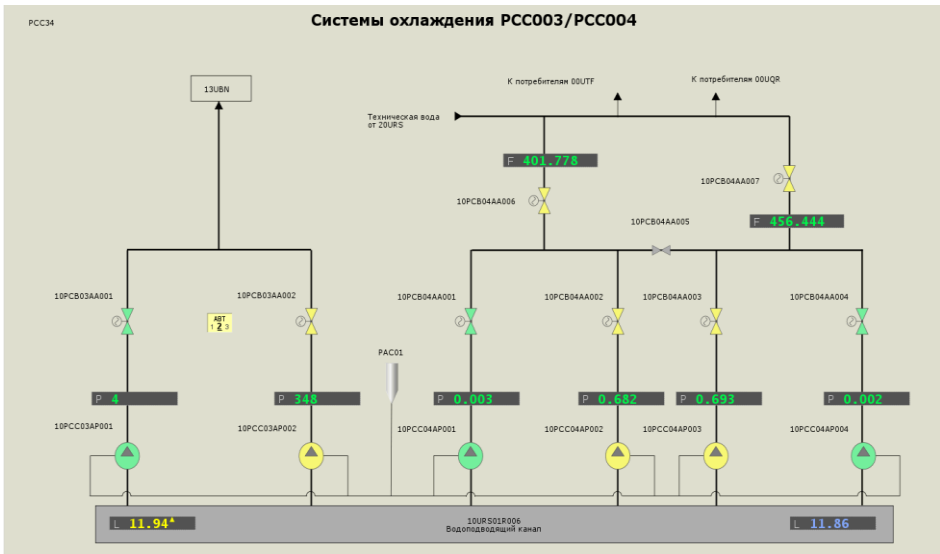


Рисунок 4.5.4 – Видеокادر системы охлаждения потребителей зданий 13(23)UBN, UQR, UTF

Для проверки плотности второго контура в «холодном» состоянии необходимо заполнить деаэратор питательной воды (LAA), оборудование и трубопроводы основной питательной воды (LAB) обессоленной водой (LCP). Далее ввести в работу ВПЭН для обеспечения заполнения ПГ и паропроводов от ПГ до границы контура испытаний, а также для возможности создания требуемого давления. Температура воды на заполнение ПГ должна быть в диапазоне (20÷60)°С и не должна отличаться от температуры металла ПГ более чем на 60°С. Запрещается поднимать давление в ПГ по второму контуру более 2,5 МПа если температура металла элементов второго контура и воды в ПГ менее минимальной температуры при гидравлических испытаниях, указанной в регламенте. На рисунке 4.5.5 показан видеокادر системы трубопроводов основной питательной воды (LAB), на котором осуществляется подача питательной воды в ПГ от ВПЭН.

После успешной проверки плотности второго контура в «холодном» состоянии одновременно с разогревом первого контура до температуры гидравлических испытаний необходимо начать разогрев питательного тракта ПГ. Для этого осуществляется подача пара в деаэратор питательной воды (LAA) от системы собственных нужд (LBG10-70) из общестанционного коллектора собственных нужд (ОКСН), в котором всегда поддерживается давление пара не менее

0,71 МПа от работающих блоков НВАЭС или от пуско-резервной котельной (ПРК).

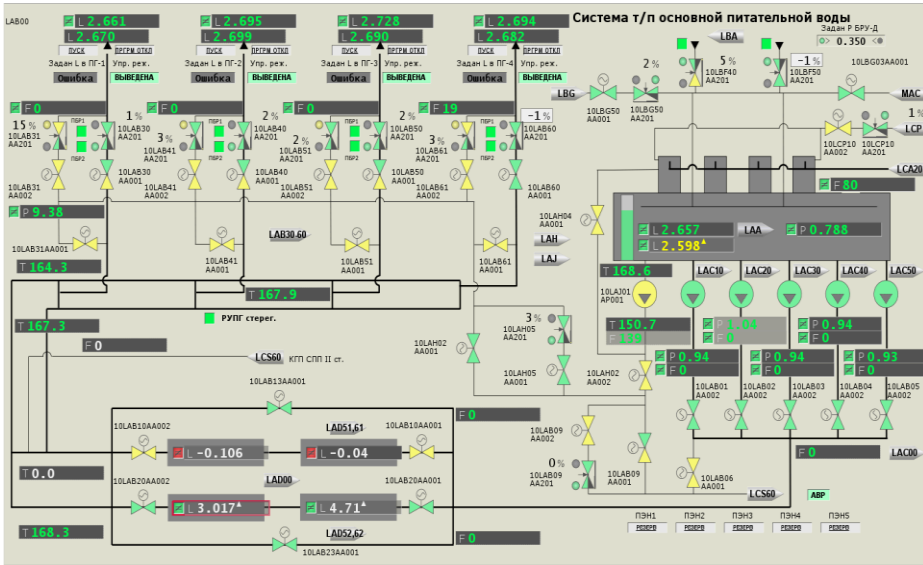


Рисунок 4.5.5 – Видеокадр системы трубопроводов основной питательной воды (LAB)

При прогреве паропроводов и деаэрата следует контролировать (помимо технологических параметров) отсутствие гидроударов, отсутствие течи и (или) парений в арматуре, фланцевых соединениях, из-под изоляции трубопроводов, проходимость дренажных линий на прогреваемом участке.

Прогрев паропроводов и деаэрата (LAA) нужно выполнять со скоростью не более $1^{\circ}\text{C}/\text{мин}$. Поднять давление в деаэраторе до $0,02 \div 0,03$ МПа и температуру воды в деаэраторе до $104 \div 105^{\circ}\text{C}$, поддерживая номинальный уровень $2,5 \pm 0,1$ м.

Параллельно следует вести разогрев системы регенерации высокого давления (LAD). Скорость повышения давления по трубному пространству ПВД при заполнении и прогреве должна быть не более $0,5$ МПа/мин. Прогрев трубной доски и камеры ПВД до температуры не менее 80°C выполнять со скоростью не более $1^{\circ}\text{C}/\text{мин}$.

Ограничение скоростей разогрева трубопроводов и оборудования исключает их температурную деформацию при неравномерном расширении прогреваемых частей и конструктивных элементов. Дальнейшая проверка плотности, при необходимости – прочности, первого и второго контуров предшествует разогреву до номиналь-

ных параметров, её описание дано в разделах 4.3 и 4.4.

Перед разогревом РУ до номинальных параметров приводятся в резерв и вводятся в работу технологические системы турбинного отделения, обеспечивающие отвод тепла от первого контура, готовность к набору вакуума в конденсаторах ТА в соответствии с ЭУ по состоянию работоспособности СББ, а также в полном объеме АСУ ТП второго контура. Дополнительно к названным выше системам ТО в состояниях «разогрев» и «горячее» должны быть работоспособны:

- система паропроводов свежего пара (LBA);
- системы БРУ-СН, БРУ-ТФУ, БРУ-Д (LBF10-50);
- система дренажей паропроводов высокого давления (LCN);
- система коррекционной обработки рабочей среды второго контура (LFN);
- система дренажей турбоустановки (MAL);
- готовы к работе не менее двух из пяти питательных электронасосов (ПЭН) с вспомогательными системами (LAC);
- введена в работу запорная и регулирующая арматура, КИПиА, сигнализация в полном объеме названных систем.

Система паропроводов свежего пара (LBA) в части, относящейся к ТО (после БЗОК и дублирующей отсечной арматуры с электроприводом), обеспечивает:

- подачу свежего пара в коллектор собственных нужд (в режиме резервирования отбора турбины) через систему БРУ-СН;
- подачу свежего пара в деаэратор (в режиме резервирования отбора турбины) через систему БРУ-Д;
- подачу свежего пара на теплофикационную установку (в режиме резервирования отборов турбины) через систему БРУ-ТФУ;
- сброс пара в конденсаторы турбины при разогреве или сбросах нагрузки блока, а также при плановом расхолаживании или поддержании реакторной установки в «горячем» состоянии через систему БРУ-К (MAN);
- подачу свежего пара на пароперегреватели системы сепарации и промперегрева (LBJ).

Между главными паропроводами выполнены паровые перемычки для выравнивания давления перед турбиной. К перемычкам подключены трубопроводы подачи пара на промперегрев (LBJ), а также к следующим паросбросным устройствам:

- быстродействующим редуционным установкам сброса пара в конденсатор турбины (БРУ-К) системы MAN;
- быстродействующим редуционным установкам подачи пара в деаэратор (БРУ-Д);
- быстродействующим редуционным установкам подачи пара в коллектор собственных нужд (БРУ-СН);
- быстродействующей редуционной установке подачи пара на теплофикационную установку (БРУ-ТФУ)
- редуционной установке подачи пара на установку подпитки теплосети (РУ-УПТ).

Пуск блока осуществляется паром номинальных параметров после прогрева и дренирования паропроводов свежего пара. Свежий пар от парогенераторов поступает по четырем главным паропроводам через главные паровые задвижки (ГПЗ) на четыре блока стопорно – регулирующих клапанов (СРК) высокого давления турбины. ГПЗ имеет байпасную линию, предназначенную для прогрева паропроводов и для выравнивания давления, с установленным на ней регулирующим клапаном для регулирования расхода и снижения давления со сбросом в систему дренажей турбины (МАЛ). Регулирующие клапаны в автоматическом режиме осуществляют плавное повышение давления за ГПЗ обеспечивая скорость повышения температуры металла корпусов СРК не более 4°С/мин и металла паропроводов после ГПЗ не более 15°С/мин. ГПЗ открываются после выравнивания давления до них и после, и если разница температуры по разным ниткам паропроводов не превышает 30°С. На рисунке 4.5.6 показан видеокادر системы паропроводов свежего пара (LBA).

Для прогрева паропроводов в режимах пуска блока, отвода дренажей в режимах останова и нормальной эксплуатации блока выполнена система дренажей паропроводов высокого давления (LCN), состоящая из влагоотделителя, трубопроводов, арматуры, КИПиА.

На начальном этапе разогрева РУ прогрев паропроводов свежего пара с заданной скоростью (не более 15°С/мин) осуществляется регулирующими клапанами из влагоотделителя в расширитель дренажей машзала системы LCM. При давлении в ГПК более 2,0 МПа дренаж из влагоотделителя переводится в деаэратор, а при росте уровня во влагоотделителе дополнительно открывается линия сброса дренажа в конденсатор турбины. При достижении давления пара в ГПК 6,8 МПа следует проконтролировать готовность регуляторов БРУ-К к работе в режиме «Пуск» (при наличии вакуума в конденсаторе).

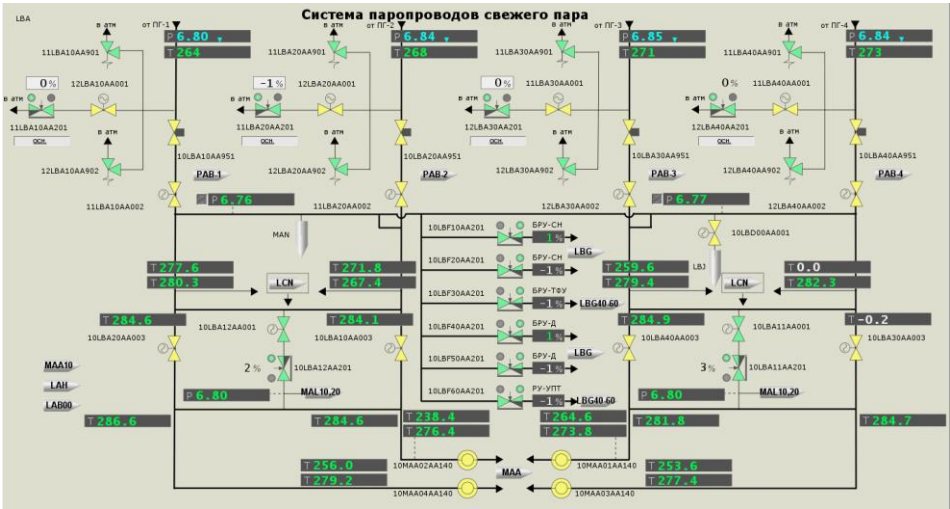


Рисунок 4.5.6 – Видеоквдр системы паропроводов свежего пара (LBA)

На рисунке 4.5.7 показан видеоквдр системы дренажей паропроводов высокого давления (LCN).



Рисунок 4.5.7 – Видеоквдр системы дренажей паропроводов высокого давления (LCN)

Система LFN осуществляет дозирование растворов аммиака, этаноламина, гидразина в систему вспомогательной питательной воды

(ЛАН) и систему основного конденсата (ЛСА) для коррекционной обработки и поддержания качества рабочей среды второго контура в соответствии с требованиями к ВХР второго контура. Это необходимо для обеспечения минимального количества отложений на теплообменной поверхности парогенераторов в проточной части турбин и в конденсатно-питательном тракте, предотвращения коррозионно-эрозионных повреждений конструкционных материалов парогенераторов, оборудования и трубопроводов второго контура.

Завершающим этапом ввода в работу систем ТО следует считать подключение систем для создания вакуума в конденсаторе турбины и подготовки её к пуску. Этап должен быть завершён к началу прогрева паропроводов свежего пара (ЛВА) от ГПЗ до блоков СРК, поскольку при этом взводятся стопорные клапана высокого давления (СКВД) и начинается разогрев проточной части турбины за счёт пропуска закрытых регулирующих клапанов высокого давления (РКВД). Плотность РКВД определяется по не превышению частоты вращения ротора турбины более 355 об/мин. Исходя из этого, необходимыми условиями для завершения прогрева паропроводов свежего пара (ЛВА) являются:

- суммарный расход пара от ПГ более 350 кг/с ($1260 \text{ м}^3/\text{ч}$);
- температура паропроводов до ГПЗ не менее 220°C ;
- давление пара в паропроводах свежего пара $\cong 6,8 \pm 0,1 \text{ МПа}$;
- ротор ТА вращается от ВПУ;
- давление в конденсаторах турбины менее 30 кПа (абс.).

Если номинальное давление пара в ГПК (до ГПЗ) создаётся в «горячем» состоянии РУ, то требуемый расход пара от ПГ достигается при мощности РУ более $20\%N_{\text{ном}}$. Такой расход необходим для надёжного выноса влаги из паропроводов в дренажи системы МАЛ. На рисунке 4.5.8 показан график изменения параметров при разогреве паропроводов свежего пара (ЛВА) во время пуска энергоблока № 1 НВАЭС-2. Положение курсора соответствует началу операций по открытию байпасов ГПЗ. Очевидно, что расход питательной воды от ПЭН соответствует расходу пара, поскольку уровень в ПГ поддерживается постоянным.

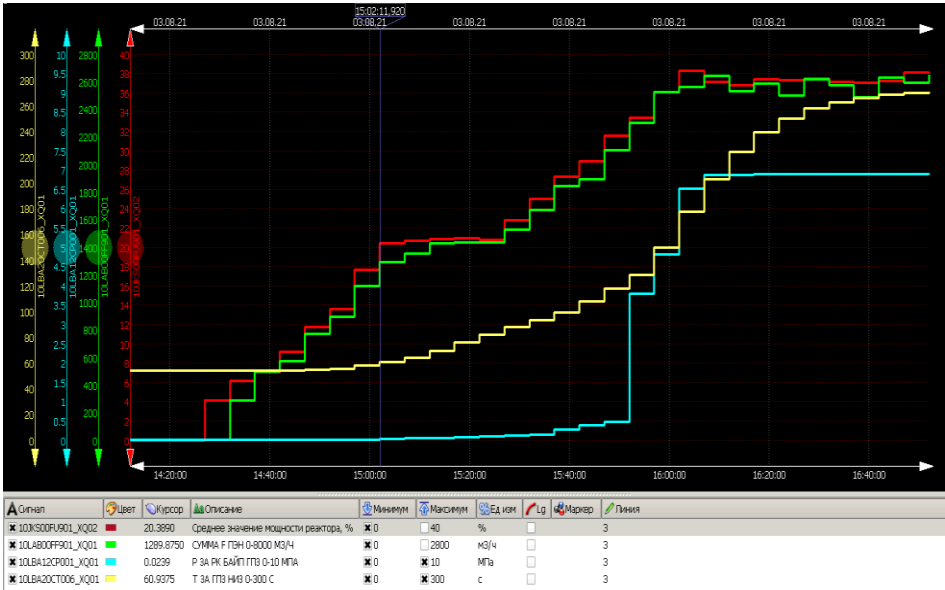


Рисунок 4.5.8 – График изменения параметров при разогреве паропроводов свежего пара (LBA) во время пуска энергоблока

Таким образом, к выходу на МКУ мощности должны быть готовы к работе, а к началу увеличения мощности РУ введены в работу следующие системы ТО:

- система основной охлаждающей воды (РА);
- конденсаторы с приемно-сбросными устройствами (МАG);
- система основного конденсата (LCA);
- система смазки турбоагрегата (МАV);
- система гидроподъема и ВПУ турбоагрегата (MVL);
- система вакуумирования главных конденсаторов (MAJ);
- система подачи пара на уплотнения турбины (LBW);
- система сброса пара в конденсатор (БРУ-К) (MAN) с системой автоматического регулирования БРУ-К (MXN);
- система впрысков основного конденсата (LCE);
- система регулирования и защиты турбоагрегата (МАХ);
- система водяного охлаждения обмотки статора и нажимных колец ТГ (МКF01-50);
- система водяного охлаждения ротора и сердечника статора ТГ (МКF50-90);

- системы сепарации и промперегрева (LBD, LBJ, LCS, LCT);
- системы регенерации высокого давления (LAD, LBQ, LCH);
- системы регенерации низкого давления (LCC, LBS, LCJ);
- паровая турбина с узлами, деталями и устройствами (МАА);
- система обезжелезивания и обессоливания конденсата турбины (БОУ) (LDF).

Созданию вакуума в конденсаторе турбины предшествует ввод в работу системы основной охлаждающей воды (РА), предназначенной для:

- обеспечения конденсации отработанного в турбине пара в конденсаторах турбины (МАG) с требуемой величиной вакуума;
- отвода тепла от теплообменников водокольцевых насосов вакуумной системы турбины (МАJ).

Система основной охлаждающей воды включает в себя:

- четыре циркуляционных насоса (ЦН) основной охлаждающей воды (РАС);
- систему механической очистки охлаждающей воды (РАА), состоящую из решёток и водоочистных вращающихся сеток, препятствующих попаданию мусора на всас насосов;
- систему трубопроводов охлаждающей воды (РАВ);
- систему оборотной воды градирни (РАD).

Система основной охлаждающей воды выполнена по замкнутой схеме с охлаждением воды на градирне. Вода, охлажденная в градирне (URА), по отводящему каналу холодной воды градирни (URH) поступает в водоподводящий канал блочной насосной станции (URS). Водоподводящий канал предназначен для выравнивания уровня воды и для механической очистки охлажденной воды после градирни и отводящего канала холодной воды градирни. Из поперечного водоподводящего канала охлаждающая вода забирается насосами ЦН и по отдельным напорным трубопроводам подается в здание UМА на две конденсаторные группы турбины. Каждый ЦН обеспечивает 1/4 часть необходимого расхода, который при номинальной нагрузке энергоблока составляет порядка 145 000 м³/ч. Нагретая вода под остаточным напором по сливным трубопроводам поступает в подъемные шахты градирни, где через распределительные трубопроводы системы РАD и оросители, охлаждаясь, сливается в бассейн градирни. На рисунке 4.5.9 показан видеокادر системы основной охлаждающей воды (РА).

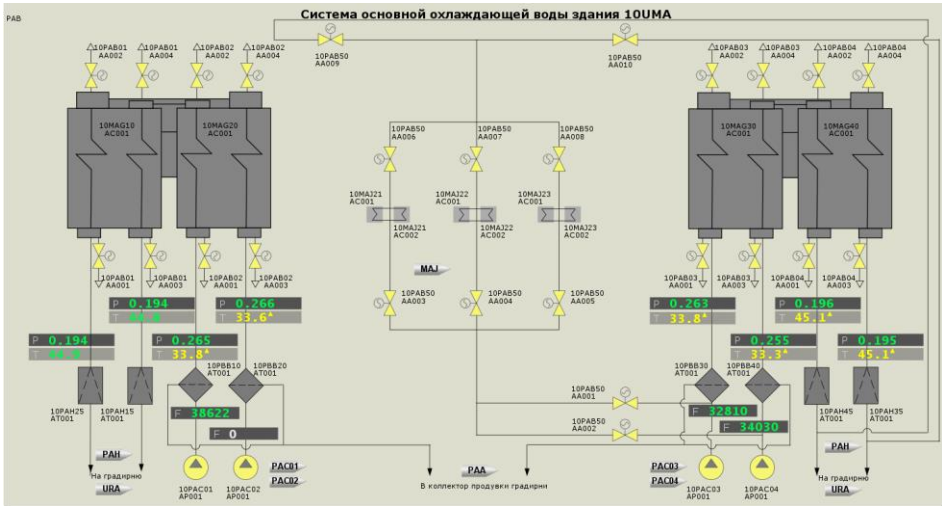


Рисунок 4.5.9 – Видеокادر системы основной охлаждающей воды (РА)

Подготовка к работе конденсаторов турбины (MAG) заключается в их заполнении обессоленной водой от системы LCP до номинального уровня 850 ± 100 мм.

После этого возможен ввод в работу системы основного конденсата (LCA), которая состоит из конденсатных насосов (КЭН) 1 и 2 ступеней (LCB), трубопроводов, арматуры, КИПиА и предназначена для:

- подачи конденсата из конденсатора в деаэратор через систему блочной обессоливающей установки (БОУ) и систему регенерации низкого давления;
- управления расходом конденсата, откачиваемого конденсатными насосами, для поддержания уровня в деаэраторе и в подогревателе низкого давления № 2 (ПНД-2) в заданных пределах;
- обеспечения расхода конденсата по линии рециркуляции, необходимого для нормальной работы конденсатных насосов, при работе турбины на холостом ходу и малых нагрузках;
- подачи основного конденсата в систему впрысков в пароприёмное устройство (ППУ) конденсатора;
- подачи конденсата на управление защитными устройствами ПВД;
- подачи конденсата на охлаждение гидрозатвора ПНД-2;
- подачи конденсата на сервомоторы обратных клапанов (КОС) отборов турбины.

В каждом конденсаторе нижняя часть является конденсатосборником, являющимся всасывающим коллектором конденсатных насосов 1 степени (КЭН-I). Основной конденсат от КЭН-I проходит через конденсатор пара уплотнений системы МАМ и блочную обессоливающую установку, далее через ПНД-1 (встроенные в конденсаторные группы турбины) в ПНД-2 смешивающего типа. Из напорного коллектора КЭН-I конденсат так же подается:

- на управление сервомоторами КОС;
- на охлаждение сервомоторов клапанов турбины (СК и РК турбины, клапана греющего пара СПП, БРУ-К);
- на охлаждение выхлопных патрубков ЦНД;
- на охладитель выпара расширителя дренажей системы LCM;
- на уплотнения насосов КЭН-I, КЭН-II, НСС;
- на охлаждение и уплотнения ВПЭН, ПЭН;
- на уплотнения вакуумной арматуры в систему LCW;
- на заполнение и подпитку ВКВН системы вакуумирования МАJ;
- на заполнение и подпитку баков системы охлаждения турбогенератора (МКФ).

Из ПНД-2 основной конденсат конденсатными насосами 2 степени (КЭН-II) подается в ПНД-3, затем в ПНД-4 и далее в деаэратор. На рисунке 4.5.10 показан видеокادر системы основного конденсата (LCA).

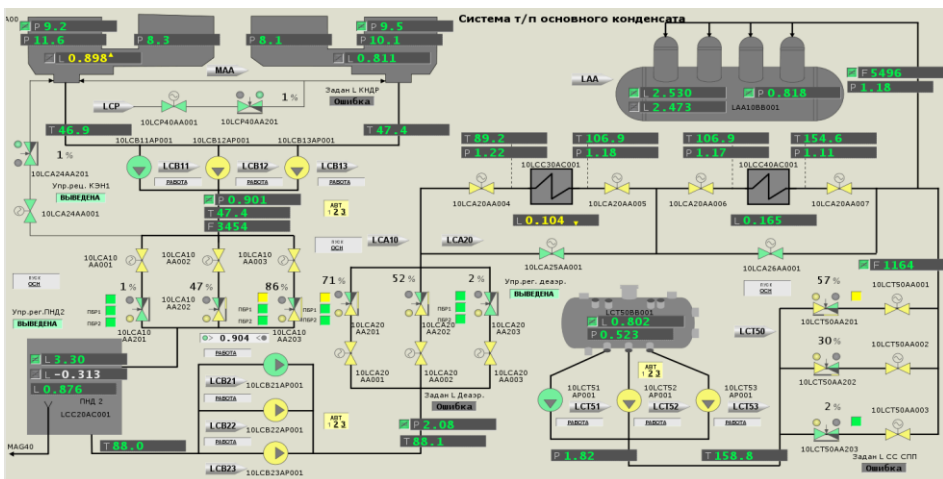


Рисунок 4.5.10 – Видеокادر системы основного конденсата (LCA)

Из напорного коллектора КЭН-II конденсат так же подается:

- на впрыски в ППУ конденсаторов;
- на управление быстродействующими защитными устройствами (БДЗУ) подогревателей высокого давления (ПВД).

Поддержание уровня в конденсаторах осуществляется регулирующим клапаном на линии нормальной подпитки в конденсатор от системы LCP, в ПНД-2 – регулирующими клапанами, установленными за конденсатными насосами 1 ступени, в деаэраторе – регулирующими клапанами, установленными за конденсатными насосами 2 ступени.

Функционирование системы основного конденсата (LCA) обеспечивает ввод в работу большинства из оставшихся систем ТО. Для пуска и набора мощности турбины достаточно работы одного КЭН каждой ступени.

Система вакуумирования главных конденсаторов (MAJ), состоящая из трёх вакуумных установок на базе водокольцевых насосов (ВКВН), арматуры, трубопроводов, КИПиА, должна обеспечивать:

- создание номинального вакуума в конденсаторах турбины во время пуска и поддержание этого вакуума при работе турбины;
- возможность срыва вакуума на турбине в аварийных ситуациях;
- отсос неконденсирующихся газов из конденсатора и обеспечение наименьших потерь рабочего тела с отсасываемой паровоздушной смесью.

На рисунке 4.5.11 показан видеокادر системы вакуумирования главных конденсаторов (MAJ).

До начала вакуумирования конденсаторов, которое сопровождается подачей пара на уплотнения турбины, необходимо ввести в работу систему смазки турбоагрегата (MAV) и систему гидроподъема и ВПУ турбоагрегата (MVL) для обеспечения вращения и равномерного прогрева роторов ТА.

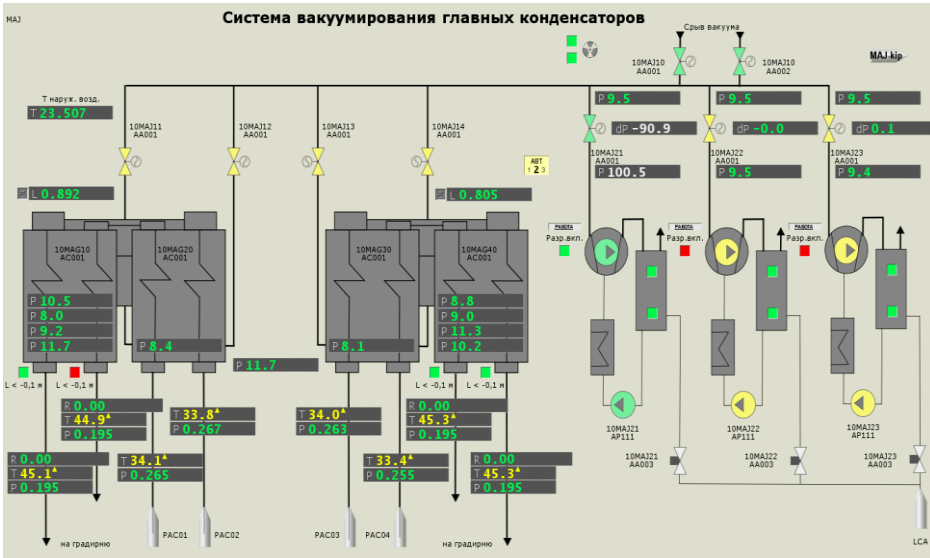


Рисунок 4.5.11 – Видеокадр системы вакуумирования главных конденсаторов (MAJ)

Система смазки подшипников турбины и турбогенератора (MAV) предназначена для:

- подачи необходимого количества масла к подшипникам турбины и турбогенератора как во время работы турбины под нагрузкой, так и при вращении роторов турбоагрегата в период пуска и остывания турбины после останова;
- аварийной подачи масла к подшипникам турбоагрегата в случае потери напряжения собственных нужд;
- подачи масла на всас насосов гидроподъема роторов (НГПР) турбоагрегата системы MVL;
- поддержания температуры и давления масла перед подшипниками в требуемых пределах;
- отвода тепла трения в подшипниках;
- осуществления очистки масла от механических примесей, удаления воздуха, растворенного в масле и испарения воды;
- предотвращения выхода масляных паров в машинный зал из главного маслобака (ГМБ) и картеров подшипников.

На рисунке 4.5.12 показан видеокадр системы смазки подшипников турбины и турбогенератора (MAV).



Рисунок 4.5.12 – Видеокادر системы смазки подшипников турбины и турбогенератора (MAV)

Система MAV включает в себя:

- главный маслобак (ГМБ) для хранения масла;
- два насоса (МНС) с электродвигателями переменного тока для подачи масла при нормальной эксплуатации (в работе один насос, другой – в резерве);
- аварийный насос (АМНС) с электродвигателем постоянного тока для обеспечения маслом подшипников турбоагрегата на время выбега турбины в случае потери электропитания МНС;
- три маслоохладителя (МОТ) для охлаждения масла;
- дуплексный фильтр (ДФ), фильтр тонкой очистки (ФТО) с насосом фильтрации масла (НФМ) для очистки масла от механических примесей;
- эксгаустер для отсоса масляных паров и воздуха из ГМБ, картеров подшипников и сливного коллектора;
- электронагреватель масла для предпускового разогрева масла в ГМБ от 20 до 50°С;
- трубопроводы, арматуру и КИПиА.

Подвод масла на смазку подшипников осуществляется через аварийные емкости (бачки), расположенные на крышках корпусов под-

шипников. Аварийные емкости предназначены для снабжения подшипников маслом в режиме переключения насосов смазки, а также для облегчения последствий останова турбины со срывом вакуума в аварийных ситуациях при потере напряжения собственных нужд, напряжения постоянного тока и прекращения подачи масла от рабочих и аварийных маслонасосов. Аварийные индивидуальные ёмкости обеспечивают бесперебойную подачу масла на подшипники в течение 30 минут.

Система гидроподъема роторов и валоповоротного устройства (MVL) обеспечивает подачу масла на смазку подшипников турбоагрегата при вращении роторов в период пуска и остывания турбины после останова. На рисунке 4.5.13 показан видеокادر системы MVL.

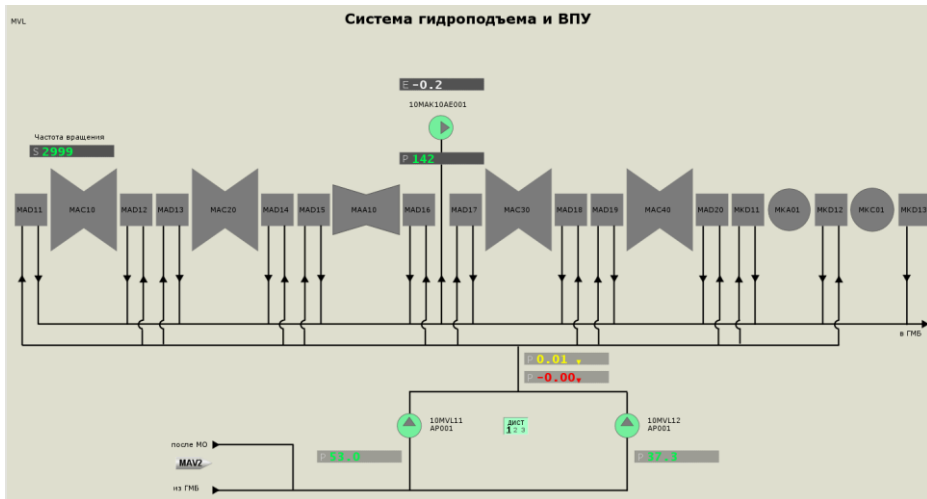


Рисунок 4.5.13 – Видеокادر системы гидроподъема роторов и валоповоротного устройства (MVL)

Гидроподъем роторов осуществляется с помощью двух винтовых насосов с электродвигателями переменного тока НГПР. Масло из чистого отсека ГМБ подается одним рабочим НГПР в напорный коллектор системы гидростатического подъема роторов и далее через дозирующие устройства под шейки роторов каждого подшипника. В нижних половинах вкладышей каждого из подшипников выполнена система гидроподъемных камер, обеспечивающая гарантированный отрыв шейки вала от вкладыша.

Валоповоротное устройство (ВПУ) МАК, установленное на крышке

корпуса подшипников № 6 и № 7, обеспечивает вращение ротора для равномерного прогрева или остывания роторов турбоагрегата. Передача крутящего момента от двигателя ВПУ к валу турбины осуществляется через редуктор и обгонную муфту. Таким образом, сцепление и расцепление ВПУ выполнено по пассивному принципу при совпадении оборотов роторов и ВПУ, и не требует подачи каких-либо сигналов или источников энергии. На случай отказа электродвигателя в конструкции ВПУ предусмотрена возможность периодического проворачивания роторов вручную при работающей системе гидроподъема роторов. Для этого на конец вала первой ступени редуктора надевается специальная рукоятка, с помощью которой осуществляется вращение ВПУ и, соответственно, ротора ТА.

Разрешением на включение ВПУ является давление масла на смазку ТА более 0,03 МПа, давление масла на гидроподъем роторов более 5,5 МПа. После включения ВПУ необходимо проконтролировать вращение ротора со скоростью 1,05 об/мин, а также потребляемый ВПУ ток не более 68 А.

После пуска МНС системы смазки (MAV) необходимо проконтролировать (помимо технологических параметров):

- наличие масла в сливных маслопроводах всех подшипников турбоагрегата (по смотровому стеклу не менее 1/3 сечения маслопровода);
- в работе эксгаустер, разрежение в картерах подшипников и в ГМБ в пределах (5÷20) кПа.

Запрещается пуск и работа турбины при отсутствии протока масла хотя бы через один подшипник.

После постановки валопровода ТА на ВПУ следует проконтролировать отсутствие задеваний в проточной части и в концевых уплотнениях турбины. При появлении задеваний немедленно отключить ВПУ.

В случае отсутствия замечаний по механической части ТА разрешается последовательно включить три ВКВН для создания вакуума в конденсаторах. При снижении давления в конденсаторах турбины до 95 кПа (абс.) следует ввести в работу систему подачи пара на уплотнения турбины (LBW).

Система уплотнения турбины (LBW) предназначена для выполнения следующих функций:

- герметизации проточной части турбины с целью предотвращения пропуска пара в машзал через зазоры в концевых уплотнениях ЦВД и воздуха в ЦНД при наличии в них вакуума;

- предотвращения протечек от штоков клапанов турбины и предотвращения присосов воздуха через штоки клапанов турбины, находящихся под вакуумом;
- отвода паровоздушной смеси в конденсатор пара уплотнений.

Для уменьшения протечек пара и предотвращения подсосов воздуха в местах выхода роторов из цилиндров турбины установлены ступенчатые лабиринтные уплотнения. Концевые уплотнения ЦВД и ЦНД имеют по три уплотнительных обоймы, которые образуют по две кольцевые камеры подвода и отсоса уплотняющего пара. Подача пара на уплотнения производится во вторые камеры уплотнений всех цилиндров из общего коллектора. Паровоздушная смесь из крайних камер уплотнений ЦВД и ЦНД, штоков СК и РК турбины отсасывается в конденсатор пара уплотнений (КПУ) системы МАМ турбины, в котором разрежение поддерживается за счет работы вентиляторов КПУ (один – рабочий, второй – резервный). Выхлоп вентиляторов КПУ выведен в атмосферу. На рисунке 4.5.14 показан видеокадр системы уплотнения турбины (LBW).

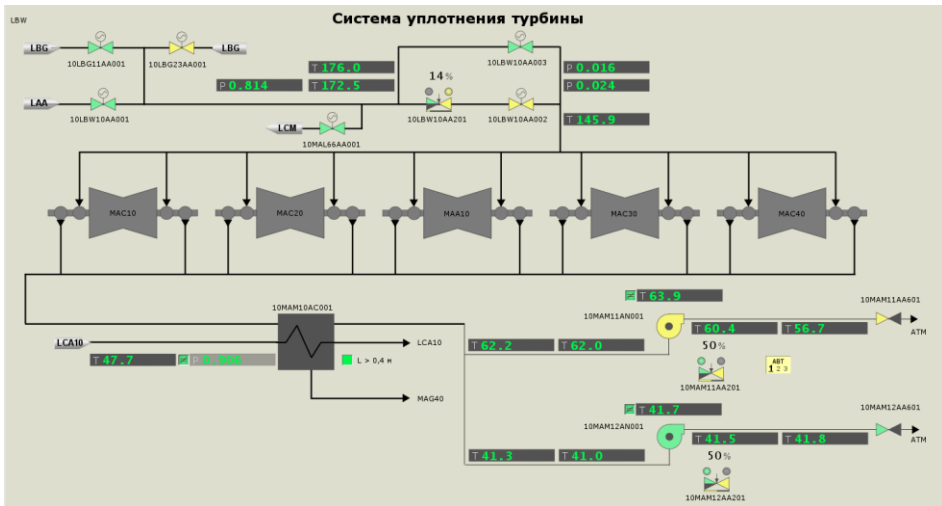


Рисунок 4.5.14 – Видеокадр системы уплотнения турбины (LBW)

После снижения давления в конденсаторах турбины менее 30 кПа (абс.) следует вывести один ВКВН в резерв и ввести в работу БРУ-К в автоматическом режиме «Пуск» на поддержание давления в ГПК на уровне $\cong 6,8$ МПа.

Для обеспечения работоспособности БРУ-К необходимо ввести в

работу систему впрысков основного конденсата (LCE), которая предназначена для охлаждения выхлопных патрубков ЦНД при малорасходных режимах работы цилиндров турбины (LCE10) и для охлаждения пара поступающего в конденсатор от БРУ-К с целью снижения температуры пара на выхлопе ЦНД (LCE20).

Охлаждение выхлопных патрубков ЦНД-1÷4 производится путем разбрызгивания конденсата форсунками. При этом происходит испарение разбрызгиваемого конденсата и осуществляется отбор тепла от среды, находящейся в выхлопном патрубке.

Охлаждение пара от БРУ-К происходит подачей конденсата в ППУ. На впрыске в каждое пароприемное устройство установлен регулирующий клапан, с помощью которого ограничивается расход конденсата в зависимости от температуры пара в выхлопных частях ЦНД. На рисунке 4.5.15 показан видеокادر системы БРУ-К (MAN) и системы впрысков основного конденсата (LCE).

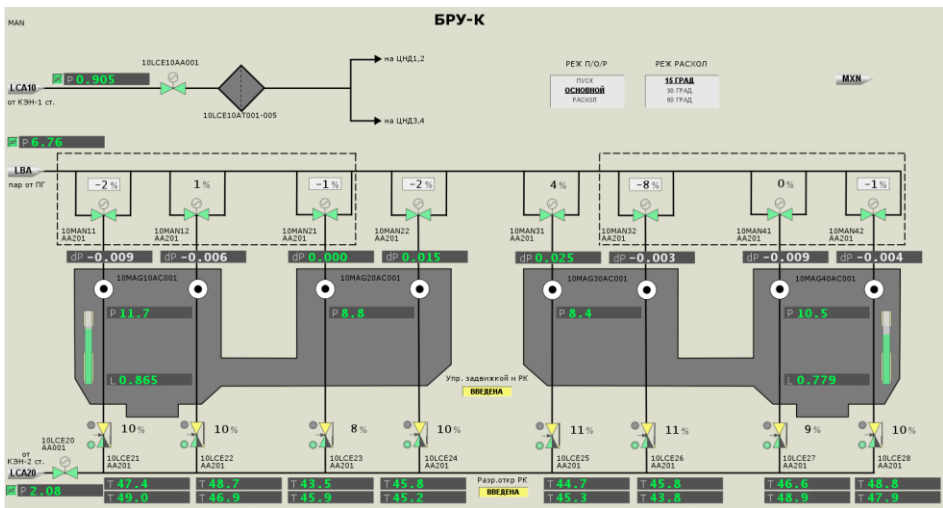


Рисунок 4.5.15 – Видеокادر системы БРУ-К (MAN) и системы впрысков основного конденсата (LCE)

Система сброса пара в конденсатор (БРУ-К) (MAN) с системой автоматического регулирования (САР) БРУ-К (MXN) предназначены для выполнения следующих функций:

- сброса пара из ГПК в конденсаторы турбины при пусках, начальном нагружении и остановках блока;

- сброса пара из ГПК в конденсаторы турбины при резких сбросах электрической мощности блока с целью предотвращения чрезмерного роста давления в ГПК (приводящего к срабатыванию БРУ-А или ПК);
- сброса пара из ПГ в режимах расхолаживания реактора до требуемого уровня температуры в первом контуре с заданными скоростями снижения температуры насыщения пара в ГПК.

Система БРУ-К состоит из клапанов БРУ-К, электрогидравлической системы управления клапанами БРУ-К и системы маслоснабжения БРУ-К.

БРУ-К содержит восемь клапанов, установленных на боковых стенках конденсаторов в непосредственной близости от выхлопов ЦНД. Клапаны БРУ-К управляются индивидуальными пружинно-гидравлическими сервомоторами с кинематической обратной связью на расположенные внутри поршней отсечные золотники. Необходимые зависимости хода клапана от управляющего давления обеспечиваются жесткостью пружин сервомоторов. При исчезновении давления масла клапаны закрываются.

Сигналы из электронной части системы регулирования четырьмя электрогидравлическими преобразователями сумматорами (ЭГП-С) преобразуются в изменение давления масла, управляющего сервомоторами клапанов БРУ-К. К двум ЭГП-С подключены по одному сервомотору БРУ-К, а к двум другим ЭГП-С – по три сервомотора. Таким образом, возможна работа с любым количеством клапанов БРУ-К.

Система маслоснабжения обеспечивает гидравлическую часть САР БРУ-К рабочей жидкостью, очищенной от механических примесей, охлажденной до требуемой температуры двумя маслоохладителями. Масло из маслобака насосами регулирования (один из которых рабочий, а другой резервный) подается в напорные коллекторы и далее на ЭГП-С и сервомоторы. На рисунке 4.5.16 показан видеокادر системы маслоснабжения САР БРУ-К (MXN).

В режиме «Пуск» БРУ-К поддерживают давление в ГПК, равное 6,8 МПа. Если в момент постановки БРУ-К в автоматический режим давление в ГПК менее 6,8 МПа, то САР БРУ-К обеспечивает разогрев второго контура с фиксированной скоростью 20°С/ч до значения давления в ГПК 6,8 МПа.

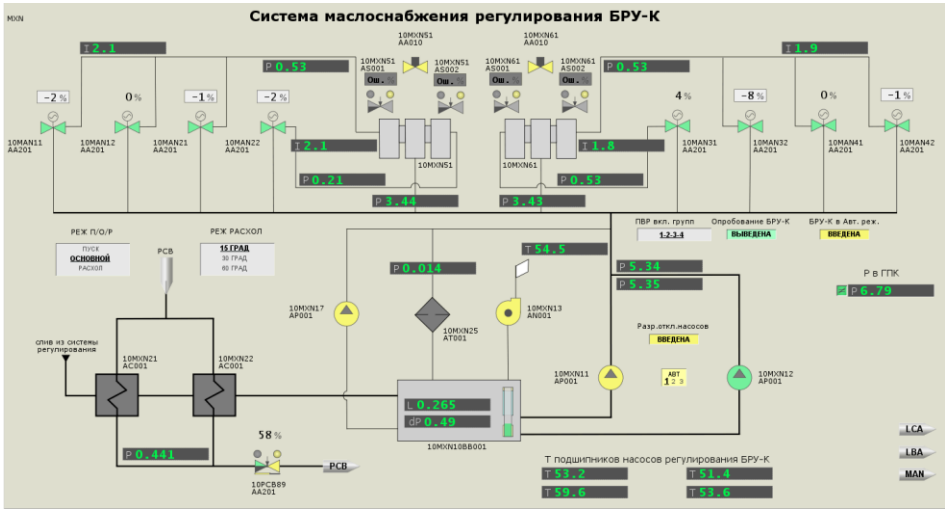


Рисунок 4.5.16 – Видеокادر системы маслоснабжения САР БРУ-К (MXN)

Система автоматического регулирования и защиты САР3 турбоагрегата (МАХ) обеспечивает:

- подачу необходимого количества масла к узлам гидравлической части системы регулирования, как при пуске, так и во время работы турбины под нагрузкой;
- подачу масла к узлам гидравлической части системы регулирования от грузовых аккумуляторов в случае кратковременной потери напряжения собственных нужд или переключения насосов регулирования;
- поддержание температуры масла перед узлами в требуемых пределах;
- осуществление механической очистки масла, удаления растворенного в масле воздуха, испарения воды с поверхности масла в баке системы регулирования;
- предотвращение выхода масляных паров в машинный зал.

Маслоснабжение САР3 должно быть в эксплуатации от начала пуска блока до окончания расхолаживания реактора посредством сброса пара через БРУ-К в конденсатор турбины. Система маслоснабжения САР3 включает в себя маслобак для сбора и очистки огнестойкой жидкости с установленным на нем фильтром тонкой очистки, два вертикальных маслоохладителя, два пружинно-грузовых аккумулятора и два маслонасоса системы регулирования

(рабочий и резервный). На рисунке 4.5.17 показан видеокادر системы маслоснабжения САРЗ турбины (МАХ10).

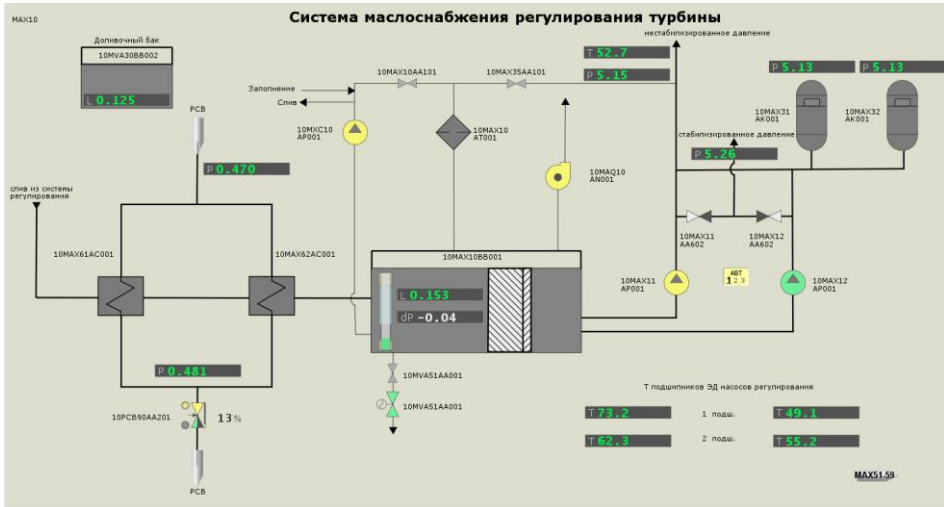


Рисунок 4.5.17 – Видеокادر системы маслоснабжения САРЗ турбины (МАХ10)

САРЗ турбины К-1200-6.8/50 выполнена электрогидравлической и состоит из следующих основных компонентов:

- система парораспределения, включающая регулирующие и стопорные клапаны ВД и НД, сбросные клапаны, а также клапан греющего пара СПП;
- система маслоснабжения системы регулирования (МАХ10), включающая ряд устройств для хранения, очистки и подачи огнестойкого масла в пределах данной турбоустановки;
- гидравлическая часть системы регулирования, включающая электрогидравлические преобразователи-сумматоры (ЭГП-С) сигналов от турбинного контроллера и исполнительные механизмы – гидравлические сервомоторы регулирующих и стопорных клапанов турбины, сбросных клапанов и клапана греющего пара СПП;
- гидравлическая часть системы защиты турбины, включающая в себя электромагнитные выключатели, золотники (ЗОТ), центробежные выключатели (регулятор безопасности) и устройства для передачи воздействий на исполнительные механизмы системы регулирования;

- электронная часть системы регулирования (турбинный контроллер), реализующая алгоритмы управления регулирующими и сбросными клапанами турбины во всех режимах.

Все задачи регулирования, включая задачу регулирования частоты вращения турбины, выполняются только при совместном функционировании гидравлической и электронной частей системы регулирования ввиду отсутствия в составе гидравлической части собственного датчика частоты вращения.

Программно-технический комплекс электронной части системы регулирования (ЭЧСР), в соответствии с алгоритмами, заложенными в турбинном контроллере, осуществляет поддержание или изменение основных технологических параметров турбины в нормальных режимах работы и в режимах технологических ограничений, а именно:

- режим РС – режим поддержания частоты вращения (скорости) турбины;
- режим РД – режим поддержания давления пара в ГПК перед клапанами ЦВД турбины;
- режим РМ – режим поддержания мощности (электрической нагрузки генератора);
- регулятор поддержания температуры пара после СПП;
- режим $P_{\text{мин}1}$ – стерегущий режим поддержания минимального давления пара в ГПК;
- режим $P_{\text{мин}2}$ – стерегущий режим поддержания минимального давления пара в ГПК;
- режим $P_{\text{макс}}$ – стерегущий режим ограничения нагрузки турбины (максимального давления пара в зоне паровпуска ЦВД);
- режимы быстрого действия ограничения мощности по командам от противоаварийной автоматики (ИР, ОМ, ИР+ОМ).

Режим РМ обеспечивает регулирование электрической нагрузки генератора (активной мощности) в соответствии с заданной величиной в регулировочном диапазоне нагрузок. Сигнал задания для РМ формируется турбинным регулятором, принимающим внешние входные сигналы:

- от оператора – конечное задание мощности, темп изменения мощности, максимальная и минимальная мощность;
- от противоаварийной автоматики – задание мощности в послеаварийном режиме.

Режим РД обеспечивает поддержание давления пара в ГПК в соот-

ветствии с заданной величиной для приведения нагрузки турбины в соответствие с тепловой мощностью реакторной установки. Заданное значение исходно устанавливается равным номинальному 6,8 МПа, вместе с тем предусмотрена возможность коррекции задания оператором в диапазоне (6,7÷7,1) МПа.

Условия выбора одного из режимов (РМ или РД) реализованы исходя из условий – режим РМ должен использоваться при наличии сигналов о включении генератора в сеть и наличии сигнала «АРМ в режиме Т», либо сигнала «Регулятор БРУ-К активен». Во всех остальных случаях при включенном в работу генераторе должен выбираться режим РД.

Регулятор поддержания температуры пара после СПП обеспечивает поддержание температуры пара после СПП в соответствии с заданной величиной, формируемой по предустановленной зависимости от величины электрической мощности генератора.

Режим $P_{\text{мин1}}$ автоматически включается при включенном режиме РМ и снижении давления пара перед турбиной ниже величины равной 95% значения, установленного на задатчике конечного значения давления, но не ниже 6,65 МПа. Регулятор должен поддерживать указанное давление до тех пор, пока рассогласование режима РМ не потребует прикрытия РК, после чего $P_{\text{мин1}}$ должен автоматически отключиться и включиться режим РМ.

Стерегающий режим минимального давления свежего пара $P_{\text{мин2}}$ обеспечивает ограничение падения давления пара в ГПК заданной величиной в аварийных режимах и подключается как при работе режима РМ, так и режима РД. Режим $P_{\text{мин2}}$ автоматически включается при работе генератора в сети и снижении давления пара перед турбиной ниже 6,5 МПа в не зависимости от режима работы ЭЧСР – РД или РМ, и вне зависимости от режима работы турбинного регулятора – автоматический или дистанционный. При срабатывании сигнала УПЗ уставка срабатывания режима $P_{\text{мин2}}$ изменяется с 6,5 МПа на 6,6 МПа.

Стерегающий режим максимального давления $P_{\text{маx}}$ обеспечивает ограничение недопустимого повышения давления пара в зоне паровпуска ЦВД (уставка 6,8 МПа) и подключается как при работе режима РМ, так и режима РД.

Режим аварийной импульсной разгрузки (ИР) предназначен для кратковременного снижения мощности турбины с целью обеспечения динамической устойчивости генератора. ИР – это защита энергосистемы, инициируемая ПАА и приводящая к кратковременному быстрому снижению электрической нагрузки турбогенератора с по-

следующим восстановлением электрической мощности в течение (5÷10) сек. до исходного значения. В зависимости от инициирующего сигнала от ПАА, поступающего в ПТК ЭЧСР, возможная глубина разгрузки 50%, 70% и 100% от номинальной мощности (приоритет имеет ИР с большей глубиной разгрузки).

Режим ограничения мощности (ОМ) предназначен для решения энергосистемой задачи поддержания статической устойчивости генератора при снижении пропускной способности линий электропередач. Разгрузка с последующим фиксированным ограничением мощности ОМ – это защита энергосистемы, инициируемая ПАА, приводящая к быстрому снижению электрической нагрузки ТГ на величину 20%, 30% либо 50% от номинальной мощности, но не ниже технологического минимума 240 МВт. Увеличение нагрузки энергоблока возможно после снятия сигнала ПАА («Отмена ПАА») по командам оперативного персонала.

Система водяного охлаждения турбогенератора МКФ01-50 служит для отвода избыточного тепла, возникающего из-за нагрева при работе ТГ от обмотки статора и нажимных колец статора.

Охлаждение обмотки статора и нажимных колец осуществляются путем подачи дистиллята по замкнутому контуру: насос – теплообменники – фильтры – охлаждаемые элементы – бак водяной – насос.

Система обеспечивает:

- необходимый запас дистиллята в водяном баке с автоматической подпиткой через поплавковый регулятор уровня от систем LCA или LCP;
- циркуляцию дистиллята через охлаждаемые элементы двумя центробежными насосами охлаждения обмотки статора (НОС), один из которых рабочий, второй резервный;
- поддержание заданного постоянного расхода дистиллята;
- поддержание заданной температуры дистиллята пластинчатыми теплообменниками (ТОС), два из которых рабочие, один резервный;
- очистку дистиллята от механических и ферромагнитных частиц на фильтрах магнитно-механической очистки (ФОС), два из которых рабочие, один резервный;
- высокие диэлектрические свойства дистиллята поддержанием удельной проводимости на заданном уровне периодическим включением в работу ионообменного фильтра (ИОФ);

- сигнализацию об отклонениях параметров от допустимых значений.

На рисунке 4.5.18 показан видеокادر системы водяного охлаждения турбогенератора МКФ01.

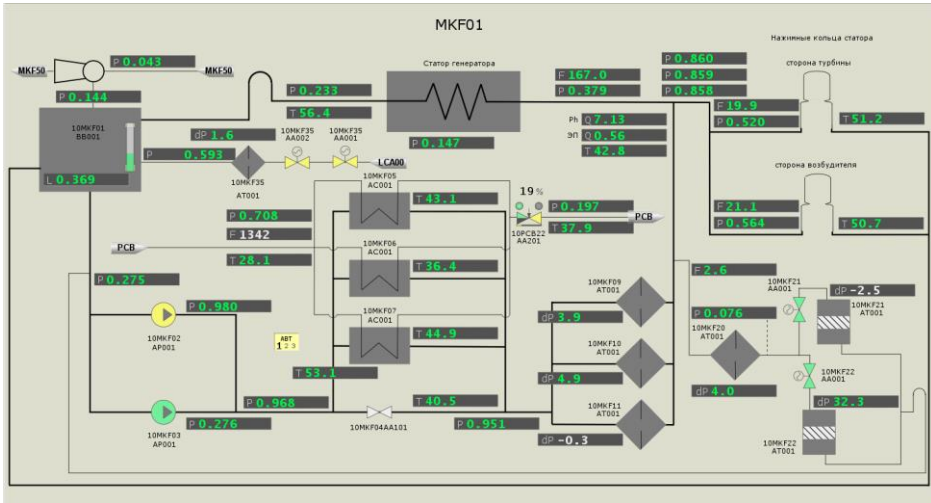


Рисунок 4.5.18 – Видеокادر системы водяного охлаждения турбогенератора МКФ01

Система водяного охлаждения турбогенератора МКФ50-90 служит для отвода тепла, возникающего из-за нагрева при работе ТГ от обмотки возбуждения и демпферной обмотки ротора, лабиринтных уплотнений генератора, сердечника статора, концевых частей статора. На рисунке 4.5.19 показан видеокادر системы водяного охлаждения турбогенератора МКФ50.

Состав, принцип работы систем МКФ50 и МКФ01 идентичны, с той лишь разницей, что вода на охлаждение ротора ТГ подается после толчка турбины за счёт центробежной силы, образующей вращающийся кольцевой слой дистиллята при росте оборотов турбины (см. раздел 4.8). Напор в этом слое позволяет дистилляту проходить по каналам витков обмотки.

Системы сепарации и промперегрева (LBD, LBJ, LCS, LCT) предназначены для обеспечения допустимой влажности в последних ступенях турбины и повышения КПД путем осушки и последующего двухступенчатого перегрева пара, поступающего после ЦВД.

Из нижней части сепаратора каждого СПП сепарат сливается через гидрозатвор в сепаратосборник (общий для всех СПП), из которого насосами слива сепарата (НСС) системы LCT подается в линию основного конденсата за ПНД-4. При пусковых режимах предусмотрен резервный слив из сепаратосборника СПП в конденсатор.

В качестве греющего пара 1-степени перегрева используется пар из первого отбора ЦВД (за 2-й ступенью ЦВД), в качестве греющей среды 2-й степени перегрева используется свежий пар ГПК (LBA), поступающий к СПП по линии с клапаном греющего пара системы LBD, управляемым от САРЗ турбины.

Из перегревателей частей СПП конденсат греющего пара сливается в конденсатосборники (два КС 1-й степени и два КС 2-й степени перегрева) системы отвода конденсата LCS.

Подготовка системы сепарации и промперегрева к подаче греющего пара на 1 и 2 ступень СПП выполняется перед набором вакуума. С началом прогрева участка за ГПЗ, либо сразу после прогрева, следует вести прогрев паропровода на 2-ю ступень промперегрева со скоростью не выше 4°C в минуту. Прогрев СПП производится паром, проходящим через его корпус, одновременно с прогревом турбины. Скорость подъема температуры пара за СПП определяется температурным графиком – в соответствии с режимом прогрева турбины. Открытие арматуры на линии подачи греющего пара на 1 ступень СПП производится перед толчком турбины.

Изменения режимов работы систем сбора сепарата LCT и конденсата LCS СПП в зависимости от роста параметров рабочего пара при нагружении ТА описаны в разделе 6.9.

Системы регенерации высокого давления (LAD, LBQ, LCH) предназначены для подогрева питательной воды в ПВД системы LAD в диапазоне $224,4 \pm 1,5^{\circ}\text{C}$ и повышения экономичности энергоблока. Смысл регенеративного подогрева питательной воды заключается в том, что пар 1-го и 2-го отборов ЦВД производит работу в ПВД-5,6 без потерь тепла в конденсаторе и обеспечивает возврат тепла отработанного пара в цикл энергоблока.

Система LAD обеспечивает:

- подогрев питательной воды ПГ в двух группах ПВД-5,6 паром 1-го и 2-го отборов ЦВД системы LBQ;
- каскадный отвод конденсата греющего пара системой LCH из ПВД-6 в ПВД-5 и из ПВД-5 в конденсатор или деаэратор в зависимости от нагрузки энергоблока;

- поддержание заданного уровня конденсата греющего пара в корпусах подогревателей;
- отвод неконденсируемых газов из корпусов ПВД;
- отключение ПВД быстродействующим защитным устройством (БДЗУ) при аварийном повышении уровня в каком-либо подогревателе в случае не плотности трубок;
- защиту турбины от попадания пароводяной среды из ПВД в проточную часть турбины при помощи клапанов обратных с сервоприводом (КОС) на отборах греющего пара.

Подключение ПВД по воде выполняется при вводе в работу системы питательной воды (ЛАВ). Подключение и прогрев паром межтрубного пространства корпусов ПВД производится одновременно с прогревом цилиндров и отборов турбины. Изменение режимов работы системы конденсата греющего пара LCH в зависимости от роста параметров рабочего пара при нагружении ТА описаны в разделе 6.9.

Системы регенерации низкого давления (LCC, LBS, LCJ) предназначены для:

- регенеративного подогрева основного конденсата в подогревателях низкого давления (ПНД-1,2,3,4) системы LCC паром из системы LBS отборов низкого давления ЦНД с минимальным недогревом основного конденсата до температуры насыщения при давлении пара, равном давлению в камере отбора турбины к соответствующему подогревателю;
- отвода конденсата греющего пара системой LCJ из корпусов ПНД-3,4 и поддержание заданного уровня конденсата греющего пара в корпусах.

На рисунке 4.5.21 показан видеокادر системы LCC с ПНД-3,4.

ПНД-1 поверхностного типа состоят из четырех подогревателей, встроенных в переходные патрубки конденсатора и работающих параллельно по пару и основному конденсату. Греющим паром ПНД-1 является пар 7-го отбора турбины за 4-й ступенью в каждом ЦНД. Конденсат греющего пара сливается из каждого ПНД-1 в свой конденсатор.

ПНД-2 смешивающего типа является неотключаемым по пару и основному конденсату. Греющим паром ПНД-2 является пар 6-го отбора турбины за 3-й ступенью в каждом ЦНД. Конденсат греющего пара ПНД-2 в смеси с основным конденсатом откачивается КЭН 2 ступени к ПНД-3.

сти и соответствии диагностических показателей качества конденсата турбины, а также нормируемых показателей качества питательной и продувочной воды парогенератора нормам второго контура система LDF не функционирует.

4.6 Разогрев до номинальных параметров

В данном разделе описан порядок выполнения работ по плановому переводу РУ из состояния «разогрев» в конечное состояние «горячее», иначе – разогрев до номинальных параметров.

Разогрев РУ до номинальных параметров разрешается после того, как успешно завершены следующие работы:

- проверка первого контура на плотность;
- гидравлические испытания первого контура (при необходимости) на прочность;
- проверка второго контура на плотность;
- гидравлические испытания второго контура (при необходимости) на прочность;
- после завершения испытаний I и II контуров на плотность и прочность проведение испытаний на герметичность ГО.

Таким образом, исходным состоянием РУ перед продолжением разогрева является:

- выполнение регламентных ЭУ, ЭП, УБЭ, ПБЭ для состояния «разогрев»;
- минимальные температуры металла оборудования РУ, при которых разрешается подъем давления в оборудовании во время гидравлических испытаний при эксплуатации РУ, приведенные в регламенте.
- температура воды первого и второго контуров при гидравлических испытаниях должна быть в пределах, указанных в регламенте.

Выполнить опережающий разогрев КД работой ТЭН и включить регулятор давления в первом контуре в автоматический режим поддержания $\Delta T=55\pm 5^{\circ}\text{C}$ между температурой теплоносителя КД и теплоносителем в ГЦТ.

Продолжить разогрев первого контура включением в работу не более трёх ГЦНА. При включении ГЦНА должны соблюдаться следующие условия:

- запрещается одновременное включение двух рядом расположенных ГЦНА;
- запрещается пуск и работа ГЦНА без азотной или паровой подушки в КД;
- давление теплоносителя первого контура должно быть не менее 1,47 МПа.

При разогреве необходимо соблюдать следующие требования:

- скорость изменения давления в первом контуре должна быть не более 0,98 МПа в минуту;
- скорость разогрева первого контура не должна превышать 20 °С/ч;
- скорость разогрева КД не должна превышать 30 °С/ч;
- запас до вскипания по температуре теплоносителя первого контура на выходе из активной зоны не менее 15 °С;
- разность температур между подпиточной водой и водой системы очистки теплоносителя первого контура не более 120 °С;
- скорость разогрева бетона шахты реактора менее 10 °С/час.

В процессе разогрева РУ через каждые 10 °С (по температуре теплоносителя первого контура) необходимо контролировать температурные перемещения оборудования и трубопроводов первого контура (ГЦНА, ПГ, КД, САОЗ) в соответствии с требованиями ИЭ системы аппаратуры контроля за работой гидроамортизаторов (АКГА).

На рисунке 4.6.1 показан видеокادر системы АКГА.

Следует прекратить разогрев РУ по показаниям АКГА в следующих случаях:

- при температуре первого контура более 100 °С, в случае фактического перемещения датчика указателя перемещения поршня любого гидроамортизатора на величину, более допустимой;
- при снижении уровня в бачке гидроамортизатора ниже разрешенного уровня.

Продолжить разогрев РУ разрешается после выяснения причин отклонений и устранению этих причин. При невозможности устранить дефект или причину повышенного перемещения в течении трёх суток, приступить к расхолаживанию первого контура с контролем перемещения оборудования и трубопроводов.

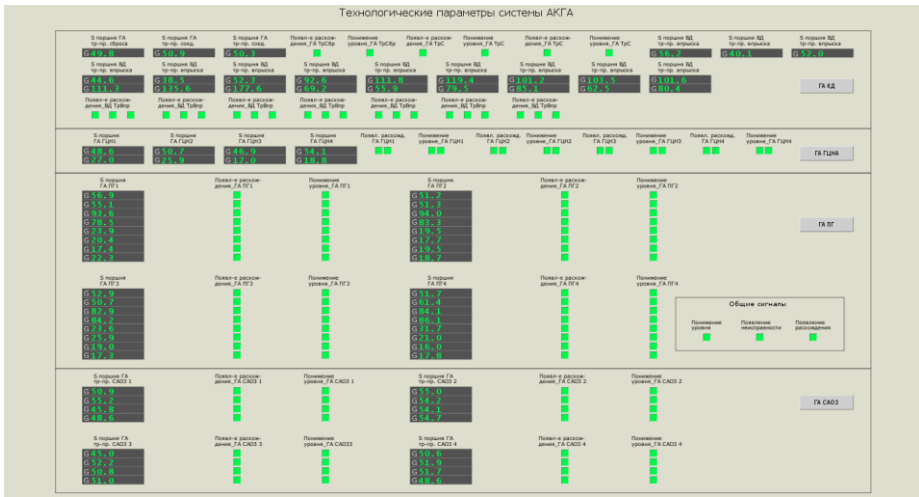


Рисунок 4.6.1 – Видеокадр системы АКГА

При температуре металла оборудования первого контура выше минимальной температуры гидроиспытаний выполнить проверку работоспособности и ввод в резерв насосов-эжекторов системы аварийного и планового расхолаживания первого контура JNA и насосов системы аварийной ввода бора JND.

При температуре теплоносителя первого контура $140 \div 150 \text{ }^\circ\text{C}$ выполнить осмотр помещений защитной оболочки здания UJA на предмет отсутствия в них людей, посторонних предметов, сгораемых и взрывоопасных предметов. По окончании проверки эти помещения должны быть закрыты и опечатаны.

Проконтролировать при достижении температуры в первом контуре $150 \text{ }^\circ\text{C}$ что в режиме «дежурство» находятся системы безопасности:

- два канала системы FAK80;
- два канала системы JND;
- два канала системы JMN;
- два канала РДЭС;
- два канала системы JNA;
- два канала системы JNB10-40;
- четыре канала системы JNB50-80.

Снижение уровня воды в ПГ с $3700 \div 3800 \text{ мм}$ в начале разогрева до номинального значения разрешается после повышения температуры воды в ПГ до $170 \div 180 \text{ }^\circ\text{C}$ (при наличии кипения в ПГ). Подпитка

ПГ, при нахождении их в горячем резерве, должна быть непрерывной.

На начальном этапе разогрева ГЦК при температуре воды в КД ниже 210 °С необходимое давление в первом контуре обеспечивается за счет создания в КД азотной подушки при уровне в КД – 10900 ± 150 мм. На рисунке 4.6.2 показан видеокادر системы компенсации давления JEF.

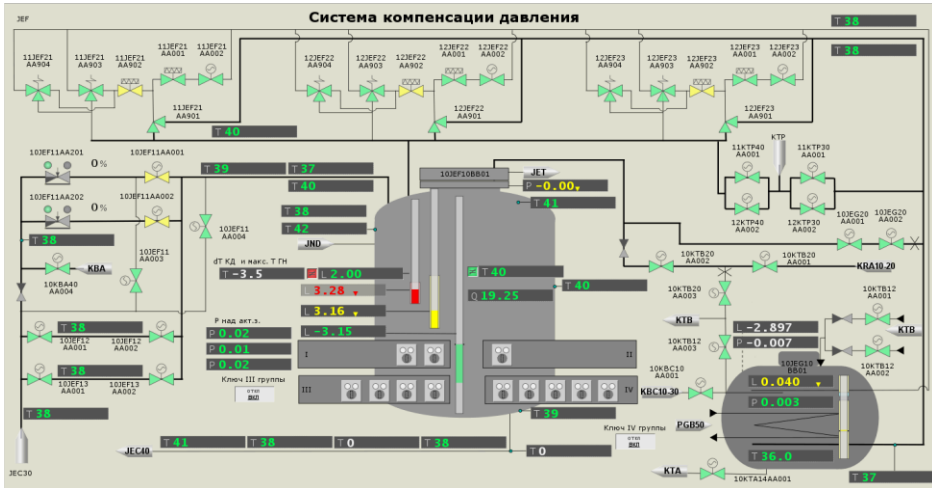


Рисунок 4.6.2 – Видеокادر системы компенсации давления JEF

При температуре воды в КД 210÷230 °С, обеспечивающей на линии насыщения допустимое давление для работы ГЦНА, необходимо произвести замещение азотной подушки в КД на паровую сдвух газом из КД на ББ. После замещения азотной подушки в КД на паровую и снижения уровня в КД до 5100 ± 150 мм давление в первом контуре обеспечивается за счет превышения температуры воды в КД над температурой воды в горячих нитках ГЦК. Превышение должно поддерживаться регулятором давления в первом контуре на уровне 55 °С в автоматическом режиме.

При давлении в первом контуре более 3,0 МПа подключить к первому контуру гидроемкости второй ступени системы JNG10-40 (СПЗАЗ):

- при повышении давления в первом контуре до 3,3 МПа контролировать автоматическое закрытие двойных обратных клапанов;
- при достижении давления в первом контуре не менее 3,5 МПа после закрытия двойных обратных клапанов открыть запорные задвижки всех гидроемкостей дистанционно.

При разогреве первого контура оперативный персонал обязан:

- контролировать период разгона и уровень нейтронного потока по АКНП;
- контролировать концентрацию борной кислоты в теплоносителе первого контура;
- контролировать выполнение мероприятий по исключению попадания в первый контур воды с концентрацией борной кислоты ниже контурной;
- контролировать водно-химический режим первого и второго контуров, их вспомогательных систем и выполнять его корректировку в соответствии с требованиями норм по ведению ВХР;
- контролировать технологические параметры первого и второго контуров, их вспомогательных систем и поддерживать их в допустимых пределах;
- контролировать плотность фланцевых соединений оборудования первого контура (по показаниям системы контроля плотности);
- обеспечивать готовность к работе всех систем в соответствии с технологической необходимостью их использования и инструкциями по эксплуатации;
- контролировать выполнение УБЭ для текущего состояния РУ.

Разогрев РУ до номинальных параметров заканчивается при достижении границы между состоянием «разогрев» и состоянием «горячее» – температура теплоносителя на входе в реактор больше 260 °С.

При повышении температуры теплоносителя первого контура более 270 °С следует изменить режим работы регулятора давления первого контура с режима поддержания ΔT (КД-Т1к) на режим поддержания давления над активной зоной реактора.

Номинальная для «горячего» состояния РУ температура теплоносителя первого контура на входе в реактор 260÷284 °С поддерживается сбросом пара второго контура через БРУ-К на конденсатор турбины или через БРУ-СН другим потребителям. Допускается сброс пара из ГПК через дренажный паропровод в дренажный бак или конденсатор турбины.

4.7 Выход на МКУ

В данном разделе описан порядок выполнения работ по плановому переводу РУ из состояния «горячее» в конечное состояние «выход на МКУ мощности».

Перед переводом энергоблока в состояние «выход на МКУ мощности» должны быть выполнены условия безопасной эксплуатации, приведенные в регламенте для данного состояния.

Перед переводом энергоблока в состояние «выход на МКУ мощности» должны быть выполнены требования по состоянию работоспособности систем и оборудования, приведенные в регламенте.

Состояние РУ «выход на МКУ мощности» характеризуют следующие условия и параметры:

- нейтронная мощность реактора не более 1 % $N_{ном}$;
- группы ОР СУЗ (№ 1÷8) должны находиться на ВКВ;
- в стационарном режиме управляющие группы (9÷11) должны находиться на ВКВ, положение 12-ой рабочей группы 60-90 %;
- концентрация борной кислоты в первом контуре текущая, соответствующая критическому состоянию активной зоны реактора;
- температура теплоносителя первого контура на входе в реактор более 275 °С;
- давление в первом контуре ($16,1 \pm 0,3$) МПа;
- уровень в КД (5100 ± 150) мм;
- в работе не менее двух ГЦНА;
- давление пара на выходе из ПГ (5,8 – 6,7) МПа;
- уровень в ПГ ($N_{ном} \pm 50$) мм.

Проведена проверка работы уровнемеров КД, ПГ сравнением показаний разных уровнемеров.

В начале каждой кампании, в соответствии с программой измерений, должны проводиться измерения следующих НФХ:

- эффективностей аварийной защиты (с учетом застревания в крайнем верхнем положении одного наиболее эффективного ОР СУЗ) и рабочей группы;
- коэффициента реактивности по концентрации борной кислоты;
- температурного коэффициента реактивности;

- барометрического коэффициента реактивности.

Результаты измерений должны подтверждать расчетные НФХ.

Если по результатам измерений нейтронно-физических характеристик реактора на МКУ получен положительный температурный коэффициент реактивности или отрицательный коэффициент реактивности по плотности теплоносителя первого контура дальнейшая работа реактора с данной топливной загрузкой не допускается. Реактор должен быть переведен в холодное состояние.

Если в начале работы топливной загрузки в критическом состоянии на МКУ концентрация борной кислоты отличается от расчетной на значение больше $0,45 \text{ г/дм}^3$, персоналом ОЯБиН должен быть проведен анализ расчета и результатов измерений концентрации борной кислоты, а также выполнена контрольная проверка концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура на установке ОКБ-10. Полученная по результатам измерений на ОКБ-10 концентрация борной кислоты сравнивается с расчетной. Дальнейшая эксплуатация данной топливной загрузки допускается с соблюдением установленных пределов и условий. По факту отличия в критическом состоянии на МКУ концентрации борной кислоты, полученной по результатам измерений на ОКБ-10, от расчетной на значение больше $0,45 \text{ г/дм}^3$ должен быть направлен запрос научному руководителю проекта и научному руководителю эксплуатации.

Вывод реактора в критическое состояние осуществляется при контроле мощности и периода реактора по всем каналам АКНП в режиме автоматического выбора диапазонов контроля. При этом должны быть в работе оба блока оптико-акустических сигнализаторов разгона (БСР) на БПУ.

На рисунке 4.7.1 показан видеокادر 1 комплекта АКНП в режиме перехода измерения нейтронной мощности из пускового диапазона (ПД) в первый рабочий диапазон (РД1) на МКУ мощности.

При переводе РУ на минимально контролируемый уровень (МКУ) мощности выполняются следующие этапы работ:

- группы ОР СУЗ с № 1-11 в групповом режиме поочередно в порядке следования своих номеров извлекаются из активной зоны до ВКВ. Группа № 12 извлекается до положения 60-90% от НКВ;
- вывод реактора в критическое состояние путем снижения концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура с помощью системы подпитки-продувки;

- проведение измерений нейтронно-физических характеристик активной зоны (при пуске после ППР).

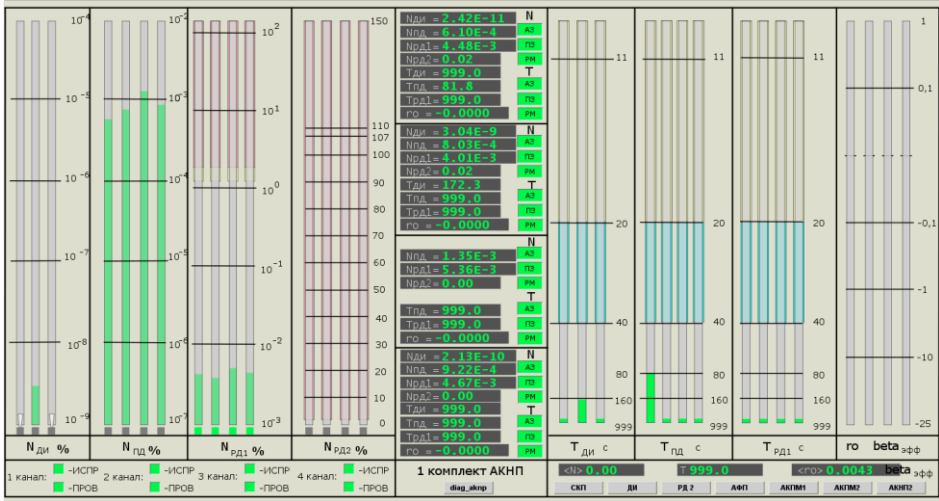


Рисунок 4.7.1 – Видеокадр 1 комплекта АКНП

Подъем групп ОР СУЗ должен производиться шагами не более 38 см (воздействие на перемещение группы ОР СУЗ вверх в течение времени не более 19 сек), не допуская периода реактора менее 60 сек, с паузами между шагами: не менее 60 сек при показаниях мощности в ДИ АКНП $< 5 \times 10^{-8} \%$; до установления периода реактора ≥ 500 сек при показаниях мощности в ДИ АКНП $\geq 5 \times 10^{-8} \%$.

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

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

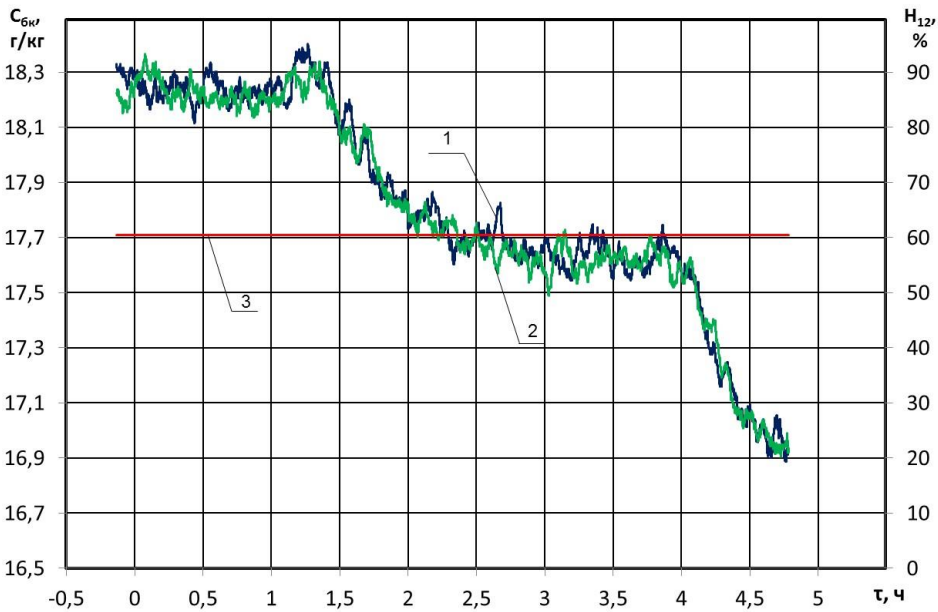
В процессе подъема групп ОР СУЗ должен осуществляться непрерывный контроль:

- синхронного перемещения отдельных ОР в группе;
- срабатывания промежуточных конечных выключателей и автоматической передачи движения от предыдущей группы ОР к следующей при достижении предыдущей группой ВКВ;
- срабатывания ВКВ и синхронность останова всех ОР группы на высоте 386 см от НЖУ.

Непосредственно перед водообменом первого контура производится подключение системы низкотемпературной очистки теплоносителя первого контура КВЕ 50-60 к системе продувки КВА для насыщения анионитной загрузки фильтров смешанного действия (ФСД) борной кислотой за счет поглощения ее из теплоносителя первого контура.

Измерение концентрации борной кислоты в реакторе производится боромерами KUA12CQ001 и KUA13CQ001 системы KUA10-50 отбора проб из оборудования здания UJA. Теплоноситель отбирается из корпуса реактора и после охлаждения на теплообменниках доставляется к боромерам для автоматического контроля концентрации борной кислоты, а также через дросселирующее устройство для снижения давления поступает в пробоотборную камеру для лабораторного химического контроля.

На рисунке 4.7.2 показано изменение во времени концентрации борной кислоты в реакторе и положения 12 группы ОР СУЗ по данным СВРК в процессе насыщения фильтров системы КВЕ.



1 – $C_{БК}$ (KUA12CQ001); 2 – $C_{БК}$ (KUA13CQ001); 3 – H_{12} ;

Рисунок 4.7.2 – Изменение во времени концентрации борной кислоты в реакторе и положения 12 группы ОР СУЗ по данным СВРК в процессе насыщения фильтров системы КВЕ

Дальнейший вывод реактора в критическое состояние производится за счёт снижения концентрации борной кислоты в 1 контуре водообменом с подачей в 1 контур дистиллята вместе с водой из деаэрата продувки и выводе теплоносителя из 1 контура через деаэратор продувки в баки системы КВВ (хранения теплоносителя эксплуатационного качества).

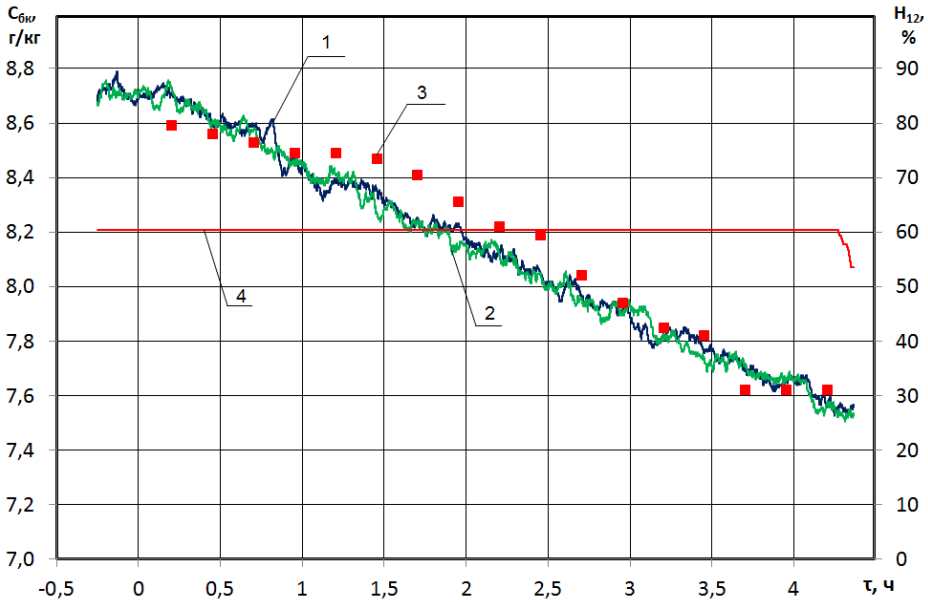
Запрещается ввод дистиллята в первый контур при:

- невзведенных органах АЗ;
- неработающих ГЦНА и естественной циркуляции теплоносителя первого контура.

В процессе водообмена должно производиться выравнивание концентраций борной кислоты в 1 контуре и КД, для чего должны быть: включены все группы ТЭН КД, клапан «тонкого» впрыска в КД в автоматическом режиме регулирования давления в 1 контуре, в работе пуско-остановочный регулятор уровня в КД для обеспечения его перемешивания. Подача дистиллята на всас подпиточного насоса производится: с расходом не более 40 м³/ч до достижения начала пускового интервала, в пусковом интервале – с расходом не более 10 м³/ч.

При концентрации борной кислоты, по показаниям концентратомера НАР-12М на трубопроводе из деаэрата продувки, на 0,5 г/дм³ большей величины начала пускового интервала, водообмен необходимо временно прекратить для выравнивания концентраций борной кислоты в реакторе, КД и деаэраторе продувки (разница показаний концентратометров НАР-12М на трубопроводе из деаэрата продувки и линиях отбора проб из реактора должна быть не более 1,0 г/дм³). В процессе водообмена и выравнивания концентрации борной кислоты производить отбор проб воды из реактора не реже одного раза в 30 минут и измерение концентрации борной кислоты химическим анализом в дополнение к непрерывному контролю концентратометрами НАР-12М.

Изменение во времени концентрации борной кислоты в реакторе и положения 12 группы ОР СУЗ по данным СВРК в процессе снижения концентрации борной кислоты в пусковом интервале показано на рисунке 4.7.3.



1 – Сбк (КУА12СQ001); 2 – Сбк (КУА13СQ001); 3 – Сбк (химанализ); 4 – H_{12} ;

Рисунок 4.7.3 – Изменение во времени концентрации борной кислоты в реакторе и положения 12 группы ОР СУЗ по данным СВРК в процессе снижения концентрации борной кислоты в пусковом интервале

Следует прекратить подачу дистиллята на всас подпиточного насоса:

- при достижении устойчивого периода реактора в интервале 200÷300 сек по показаниям АКНП в ДИ и/или ПД;
- и/или при достижении показаний мощности реактора $(1\pm 5)\times 10^{-5}$ % по каналам АКНП в ДИ, ПД при пуске реактора после перегрузки;
- и/или при достижении показаний мощности реактора $(1\pm 5)\times 10^{-4}$ % по каналам АКНП в ДИ, ПД при пуске реактора после останова в течение кампании.

Перемещением 12 группы ОР СУЗ, не допуская периода реактора менее 60 сек, увеличить и стабилизировать мощность реактора на уровне $(5\times 10^{-3}\div 10^{-2})$ % $N_{ном}$ по показаниям АКНП в РД1. Положение каждого ОР рабочей группы по отношению к любому другому ОР этой группы не должно отличаться на величину более 60 мм.

После выравнивания и стабилизации концентрации борной кислоты

в реакторе, КД и деаэраторе продувки, при стабилизированной мощности реактора в интервале ($10^{-3} \div 10^{-2}$) %Нном, зафиксировать параметры критического состояния реактора на МКУ, приблизительно соответствующие «нулевой мощности реактора» (при этом подкритичность реактора в любом случае будет не более 0,05 %):

- концентрацию борной кислоты в теплоносителе первого контура;
- положение ОР СУЗ;
- температуру и давление теплоносителя первого контура;
- поканальные показания мощности АКНП в РД1;
- количество эффективных суток, отработанных после перегрузки топлива до момента пуска.

После вывода реактора в критическое состояние, при поддержании мощности реактора в интервале ($5 \times 10^{-3} \div 5 \times 10^{-2}$) %Нном, произвести проверку сцепления ПС СУЗ с приводами:

- всех ОР СУЗ при пуске энергоблока после перегрузки реактора;
- отдельных ОР СУЗ (у которых производилось расцепление и сцепление штанг приводов с ПС СУЗ) при пуске энергоблока после ремонта.

Проверка должна осуществляться перемещением вниз-вверх ОР СУЗ, находящихся на ВКВ, и перемещением вверх-вниз ОР СУЗ, находящихся в промежуточном положении. Перемещение ОР СУЗ производится до заметного изменения реактивности (на величину $\geq 0,005\beta_{\text{эфф}}$).

Во время вывода реактора на МКУ мощности должен быть обеспечен ввод необходимого количества корректирующих добавок химреагентов и эффективная деаэрация питательной воды. Введена в работу БОУ.

Во время вывода реактора на МКУ мощности при эксплуатации паропроводов контролировать:

- постоянное дренирование влаги из мест, где она может скапливаться (мешки, участки перед измерительными и дроссельными устройствами);
- при срабатывании БРУ-К и БРУ-А правильность настройки и работы регулятора (открытие и закрытие);
- надежность дистанционного управления БРУ-К, БРУ-А, особое внимание уделяя посадке клапанов.

Во время вывода реактора на МКУ мощности при эксплуатации системы питательной воды контролировать:

- непрерывную подпитку ПГ;
- точность поддержания заданных параметров и постоянную эксплуатацию в автоматическом режиме регуляторов уровня в ПГ;
- достоверность показаний измерительных каналов давления и расхода питательной воды по видеокадрам СВБУ.

Во время вывода реактора на МКУ мощности в пределах пускового интервала запрещается:

- выполнение операций, приводящих к изменению температуры теплоносителя первого контура и его плотности;
- проводить любые ремонтные работы на оборудовании и цепях СУЗ и АКНП реактора. При необходимости проведения этих работ водообмен должен быть остановлен;
- одновременное выполнение в любом сочетании операций по извлечению ОР СУЗ из активной зоны реактора, изменению концентрации борной кислоты в воде первого контура и изменению температуры воды первого контура на входе в реактор менее 275 °С;
- включение или отключение ГЦНА;
- выводить в пусковом интервале борную кислоту из первого контура с расходом более регламентированной величины (не более 10 т/час);
- выполнять отбор пара из ПГ, вызывающий быстрое снижение давления в ПГ от установившегося значения;
- в пусковом интервале включать фильтры КВЕ;
- выполнять любые другие операции, которые могут привести к непредусмотренному изменению реактивности активной зоны реактора.

Стабилизировать температуру первого контура отбором пара через БРУ-СН или БРУ-К и через дренажи паропроводов в дренажный бак турбины.

Давление в ПГ поддерживается работой БРУ-К (БРУ-СН), уровни в ПГ поддерживаются пусковыми регулирующими клапанами системы LAV.

При эксплуатации реакторной установки на МКУ мощности оперативный персонал обязан:

- контролировать период изменения и уровень нейтронного потока в реакторе по показаниям АКНП;
- при выходе ОР СУЗ рабочей группы на верхнюю или нижнюю границу заданного интервала регулирования изменить содержание борной кислоты в воде первого контура, таким образом, чтобы обеспечить возможность возвращения ОР СУЗ этой группы в зону регулирования;
- обеспечить исключение неконтролируемого попадания в теплоноситель сред с низкой концентрацией борной кислоты;
- поддерживать температуру теплоносителя первого контура на входе в реактор более 275 °С сбросом пара из второго контура;
- контролировать водно-химический режим первого и второго контуров, их вспомогательных систем и выполнять их корректировку в соответствии с требованиями регламента.

При необходимости перевода реакторной установки с МКУ мощности в «горячее» состояние оперативный персонал обязан:

- перед началом операций по переводу обеспечить свободный объем в баках системы КВВ не менее 500 м³;
- осуществить перевод реактора в подкритическое состояние вводом борной кислоты в теплоноситель первого контура от системы КВА. Периодический контроль за изменением концентрации борной кислоты проводить с интервалом 30 минут;
- если в работе находятся четыре ГЦНА, то отключить один из них (минимально допустимое число работающих ГЦНА – два), при этом сочетание оставшихся в работе ГЦНА должно обеспечить необходимый расход теплоносителя первого контура на впрыск в КД для поддержания требуемой разности температур теплоносителя первого контура в КД и в первом контуре при последующем расхолаживании РУ, а также для выравнивания концентраций борной кислоты в реакторе, КД и деаэраторе продувки до значения разницы в них менее 0,5 г/дм³;
- в период ввода борной кислоты провести эффективную дегазацию и очистку теплоносителя первого контура путем осуществления подпитки-продувки первого контура с максимальным расходом (60 м³/ч) при работе обеих технологических ниток фильтров системы КВЕ. Деаэратор продувки при этом должен работать в режиме деаэрации. Дегазация теплоносителя первого кон-

тура завершается после снижения концентрации водорода менее $0,5 \text{ мг/дм}^3$;

- прекратить водообмен при достижении стояночной концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура, обеспечивающей подкритичность реактора не менее 1 % (без учета погруженных ОР СУЗ);
- опустить все ОР СУЗ на НКВ;
- выполнить мероприятия по исключению попадания сред с концентрацией борной кислоты ниже стояночной в первый контур.

4.8 Включение энергоблока в сеть

Включение энергоблока в сеть выполняется после перевода энергоблока в состояние «работа на мощности».

Подъем мощности выше МКУ и включение энергоблока в сеть разрешается после выполнения ряда организационных требований, а именно:

- после простоя энергоблока более 10 суток начальники РЦ-6, ТЦ-6, ЦТАИ, ЭЦ, ХЦ, ЦВ, ОЯБиН, ОРБ, заместители ГИС по эксплуатации, безопасности и ремонту должны подтвердить готовность систем к включению энергоблока в сеть и набору нагрузки записями в журнале технических распоряжений энергоблока;
- на подъем мощности энергоблока должно быть получено разрешение ГИС с указанием разрешенного уровня тепловой мощности реакторной установки. Разрешение на подъем мощности оформляется соответствующей записью в оперативных журналах ВИУР и НСБ;
- при включении турбогенератора в сеть на БПУ энергоблока обязательно присутствие технического руководителя пуском (при пуске энергоблока главный инженер назначает ЗГИЭ 4 очереди техническим руководителем пуска), НСАЭС 4 очереди, начальников смен РЦ-6, ТЦ-6, ЦТАИ, ЭЦ;
- на включение генератора в сеть должно быть получено разрешение диспетчерских служб РДУ, ОДУ, ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС». Разрешение диспетчерских служб получает НСАЭС 4 очереди.

Перед переводом энергоблока в состояние «работа на мощности» должны быть выполнены условия безопасной эксплуатации, приведенные в регламенте для данного состояния.

Перед переводом энергоблока в состояние «работа на мощности»

должны быть выполнены требования по состоянию работоспособности систем и оборудования, приведенные в регламенте.

Состояние РУ «работа на мощности» характеризуют следующие условия и параметры:

- мощность реактора в диапазоне от 1 до 100 % $N_{ном}$. Положение рабочей группы ОР СУЗ в соответствии с рисунком 4.8.2;
- концентрация борной кислоты в первом контуре текущая, соответствующая мощности реактора и положению ОР СУЗ;
- температура теплоносителя первого контура в первом контуре:
 - 1) в «холодных» нитках до 300,2 °С;
 - 2) в «горячих» нитках до 332 °С;
- давления над активной зоной ($16,1 \pm 0,3$) МПа;
- уровень в КД ($N_{ном} \pm 150$) мм;
- давление в ПГ (на выходе из коллектора пара ПГ) ($6,9 \pm 0,1$) МПа;
- уровень в ПГ ($N_{ном} \pm 50$) мм.

Работа на мощности является основным состоянием РУ в котором допускается длительная работа РУ:

- на номинальном уровне мощности (или менее номинального) с четырьмя включенными ГЦНА;
- с неполным числом петель первого контура (с неполным количеством включенных ГЦНА) на пониженных уровнях мощности.

При подъеме мощности реактора выше минимально контролируемого уровня мощности выполняются следующие этапы работ:

- подъем тепловой мощности реактора до 25 ± 40 % от номинальной;
- пуск турбины и набор мощности согласно ИЭ ТГ;
- подъем тепловой мощности реактора до номинальной.

Перевод энергоблока в состояние «работа на мощности» и включение энергоблока в сеть выполняется по рабочей программе вывода РУ энергоблока НВАЭС-2 на проектную мощность, где процесс пуска блока представлен как последовательное пошаговое выполнение самостоятельных этапов, с определением границ – «исходное» и «конечное» состояния.

В «исходном» состоянии перед подъемом тепловой мощности реактора готовность к пуску турбины и генератора должна быть подтверждена подписями НСБ, НС цехов в программе пуска о выполнении следующих условий:

- проверена проходимость дренажей трубопроводов обвязки турбины, проконтролировано открытое состояние дренажей с паропроводов в систему MAL для исключения образования конденсата, составлена и заполнена технологическая карта с указанием положения дренажей паропроводов;
- ТА находится под вакуумом, абсолютное давление в конденсаторах не более 30 кПа;
- в работе система смазки турбины и ВПУ, система регулирования и защиты турбины, конденсатная и регенеративная установки;
- проверены защиты ТА;
- исправны приборы контроля защиты и сигнализации ТА;
- теплотехническое состояние ТА соответствует ИЭ;
- проверена работоспособность токосъемных щеток, величина тока не превышает 3÷4 А;
- проверено состояние всей арматуры с контролем правильности показаний указателей положения;
- обеспечена свобода теплового расширения турбины, конденсаторов и трубопроводов подсоединенных к турбине;
- проверены блокировки и работоспособность БРУ-К. БРУ-К прогреты и введены в режим ожидания;
- номинальный уровень в ПГ непрерывно поддерживается работой ВПЭН через пуско-остановочные регулирующие клапаны в автоматическом режиме;
- готовы к работе не менее двух ПЭН;
- номинальный уровень в деаэраторе LAA поддерживается в автоматическом режиме.

В этом режиме прогрев паропроводов свежего пара с заданной скоростью и поддержание давления в ГПК 6,8 МПа до включения в работу БРУ-К осуществляется регулирующими клапанами системы дренажей паропроводов высокого давления LCN на линии сброса дренажа в расширитель дренажей машзала системы LCM.

Увеличение мощности реактора проводится с помощью изменения положения рабочей (регулирующей) группы ОР СУЗ с ее корректировкой, в случае необходимости, изменением содержания борной кислоты в теплоносителе первого контура.

Перед увеличением мощности реактора выставить уставки АКНП в соответствии с новым заданным уровнем ($N_{зад} + 7\% N_{ном}$). В процессе подъема мощности реактора выше 1% $N_{ном}$ проконтролиро-

вать переход обоих комплектов АКНП в рабочий линейный диапазон (РД2).

На рисунке 4.8.1 показан видеоквадр с диапазонами измерения мощности 1 комплекта АКНП.

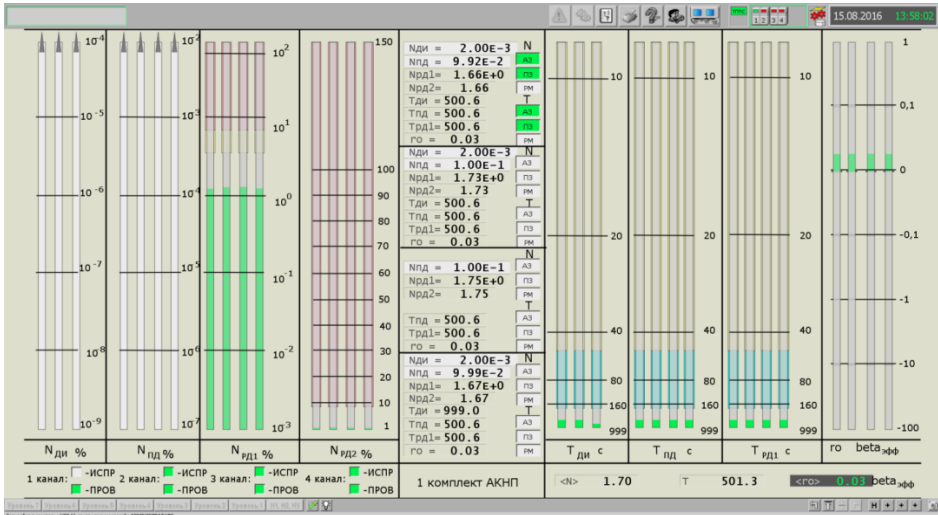


Рисунок 4.8.1 – Видеоквадр 1 комплекта АКНП с диапазонами измерения мощности

При изменении мощности РУ контролировать:

- скорость изменения мощности реактора, которая до 50 % Nном должна быть не более 3 % Nном/мин;
- синхронность движения и отсутствие застревания ОР СУЗ рабочей (управляющей) группы;
- соответствие положения рабочей (управляющей) группы мощности реактора;
- нормальную работу основных регуляторов РУ и основные параметры первого и второго контуров.

При выходе рабочей группы ОР СУЗ за допустимые границы персонал должен, воздействуя на систему подпитки-продувки КВА (изменяя концентрацию борной кислоты в теплоносителе первого контура), вернуть рабочую группу ОР СУЗ в допустимый диапазон.

На рисунке 4.8.2 показаны допустимые и рекомендуемые положения рабочей группы ОР СУЗ в стационарных состояниях реактора.

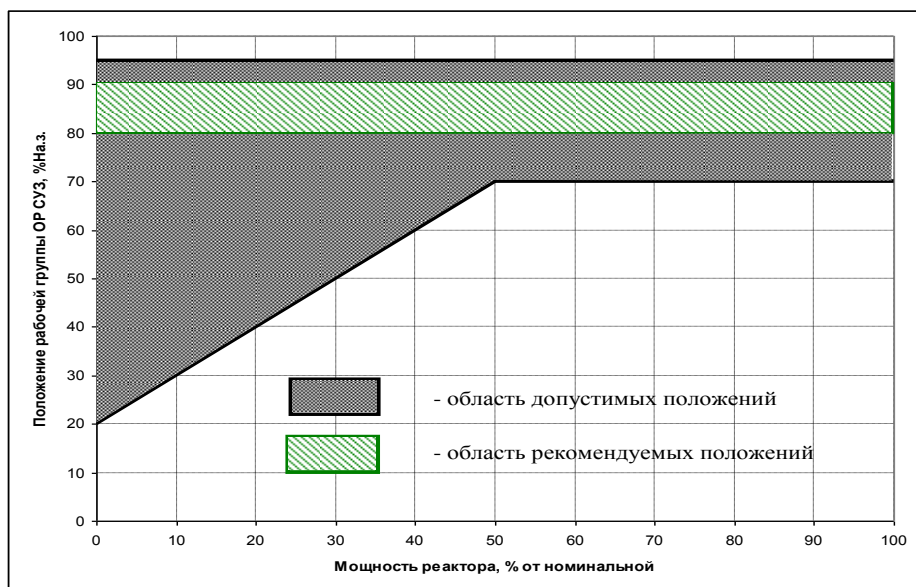


Рисунок 4.8.2 – Допустимые и рекомендуемые положения рабочей группы ОР СУЗ в стационарных состояниях реактора

При мощности реактора $1,0 \div 2,5$ % $N_{ном}$ после открытия регуляторов давления в ГПК системы дренажей высокого давления LCN до 90 % происходит автоматический ввод в работу БРУ-К в режиме «Пуск».

При эксплуатации РУ на мощности должно автоматически поддерживаться номинальное давление пара на выходе из парового коллектора ПГ равное $(6,9 \pm 0,1)$ МПа.

На уровне мощности порядка $3 \div 5$ % $N_{ном}$ необходимо выполнить (проконтролировать выполнение) следующие действия:

- включение в работу ПЭН и отключение ВПЭН;
- перевод питания КСН от БРУ-СН;
- перевод питания деаэратора от БРУ-Д;
- включение в работу штатного регулятора уровня в КД.

При подъеме мощности РУ (до определенного уровня) должны быть выполнены следующие проверки:

- при мощности реактора в пределах уровня СН ($7 \div 12$ % от $N_{ном}$) должна быть поочередно проверена работоспособность всех каналов АРМ при различных законах регулирования;

- на уровне мощности $10 \div 35$ % от номинальной стабилизировать параметры первого контура и давления в ГПК (на уровне $(6,7 \div 6,9) \pm 0,1$ МПа), выполнить анализ работоспособности каналов энерговыделений СВРК и провести предварительную тарировку АКНП по результатам расчета тепловой мощности реактора.

После проверки и включения в работу АРМ должен обеспечивать поддержание заданного значения давления во втором контуре (паровом коллекторе) с зоной нечувствительности регулятора не более $\pm 0,05$ МПа и поддержание уровня плотности потока нейтронов с зоной нечувствительности не более ± 1 % от номинального значения.

На уровне мощности порядка $20 \div 25$ % $N_{ном}$ необходимо выполнить (проконтролировать выполнение) следующие действия:

- при увеличении расхода питательной воды более 1400 т/ч контролировать автоматический ввод (включить в дистанционном режиме) в работу второго ПЭН;
- при достижении расхода пара со всех ПГ 1260 т/ч взвести СК ТА и приступить к прогреву БКВД через байпасы ГПЗ с контролем скорости прогрева корпусов СК;
- открыть внутритурбинные дренажи ТА в расширители дренажей и турбинные дренажи в расширитель дренажей машзала;
- открыть задвижки на отборах ТА.

Одновременно с началом прогрева участка за ГПЗ, либо сразу после его прогрева, следует начать прогрев паропровода подачи пара на вторую ступень СПП.

По мере роста мощности РУ ВИУТ (НСТЦ) готовит (проверяет готовность) системы второго контура к толчку турбины:

- открывает ГПЗ после выравнивания давления до и после ГПЗ;
- при увеличении расхода основного конденсата включает вторые КЭН 1 и 2 ступени;
- при увеличении расхода питательной воды на ПГ контролирует ввод в работу в автоматическом режиме основных регуляторов уровня в ПГ;
- подключает ПНД-3, ПНД-4 по основному конденсату;
- подготавливает СС СПП и НСС к приёму сепарата;
- подготавливает КС СПП 1-й ступени и 2-й ступени к приёму конденсата греющего пара;

- подключает ПВД по питательной воде.

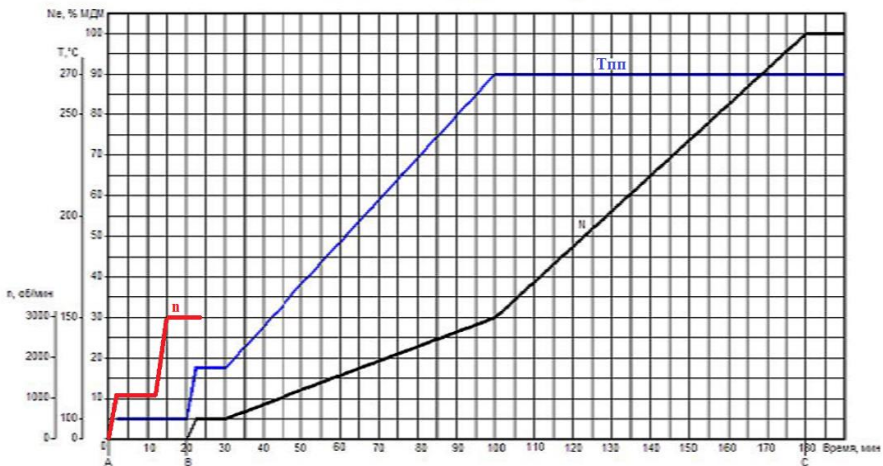
Перед пуском турбины тепловая мощность реактора стабилизируется на уровне 35÷40% Nном. Заданная мощность реактора обеспечивается работой АРМ в режиме «Н», а давление пара в ГПК поддерживается степенью открытия БРУ-К на конденсатор турбины в автоматическом режиме. Включение турбогенератора в сеть разрешается, если:

- питание ПГ осуществляется от ПЭН;
- САРЗ ТГ в работе;
- давление пара в ГПК равно номинальному значению;
- суммарный расход свежего пара через БРУ-К в конденсаторы турбины обеспечивает взятие установочной нагрузки (согласовывается с РДУ и составляет, как правило, 250÷350 МВт).

После стабилизации параметров перед РКВД делается выдержка 20 минут и выбирается график пуска турбины по температуре металла в верхней точке ЦВД (паровпуска).

На рисунке 4.8.3 показаны графики пуска турбины из холодного состояния.

Пуск из холодного состояния. Температура металла паровпуска ЦВД < 100 °С.



T_{гпн} — температура пара за СПП; А — начало подачи пара в турбину;
 N — электрическая мощность; В — синхронизация;
 n — частота вращения ротора ТА; С — номинальная нагрузка турбины (МДМ).

Рисунок 4.8.3 – Графики пуска турбины из холодного состояния

Готовность к толчку турбины подтверждается выполнением следующих условий:

- ротор ТА вращается от ВПУ;
- тепломеханические показатели турбины (ТМП) в норме согласно «Бланку контроля параметров тепломеханического состояния турбоустановки перед разворотом» из ИЭ ТА;
- давление в конденсаторах турбины менее 30 кПа (абс.);
- генератор готов к пуску;
- открыты СКНД, СКВД, арматура подачи пара на первую ступень СПП, сбросные клапаны СПП;
- суммарный расход пара от ПГ более 500 кг/с (1800 м³/ч);
- температура металла перепускных паропроводов ЦВД (нижняя образующая) более 70°C;
- температура металла паропроводов (нижняя точка) до ГПЗ более 260°C;
- давление за ГПЗ на уровне (6,8±0,1) МПа;
- разность температур между верхними и нижними точками паропроводов не превышает 30°C;
- разность температур металла «верха-низа» ЦВД в зоне паровпуска не превышает 30°C;
- разность температур симметрично расположенных паропроводов не превышает 30°C;
- перекося давлений между любыми двумя нитками не превышает 0,5 МПа.

ВИУТ (НСТЦ) выполняет сброс защит генератора и турбины и приводит накладки защит на ВК «МАУ80» в положение для состояния «Перед толчком турбоагрегата».

ВИУТ (НСТЦ) приводит накладки защит на ВК «ЭЧСР» и «Разворот ТГ» в положение для состояния «Перед толчком турбоагрегата».

Толчок турбины и разворот ТА начинается вводом накладки «520» и выводом накладки «ЗАКРЫТЬ РК» на ВК «Разворот ТГ». При этом происходит ступенчатое открытие предвыбранных РКВД и увеличение частоты вращения роторов турбины до 520 об/мин в соответствии с выбранным графиком пуска. Последующий ввод накладок «1100» и «3000» выводит ТА на номинальные обороты.

На рисунке 4.8.4 показан видеокадр контроля состояния накладок и чек-боксов срабатывания системы защиты турбины и генератора.

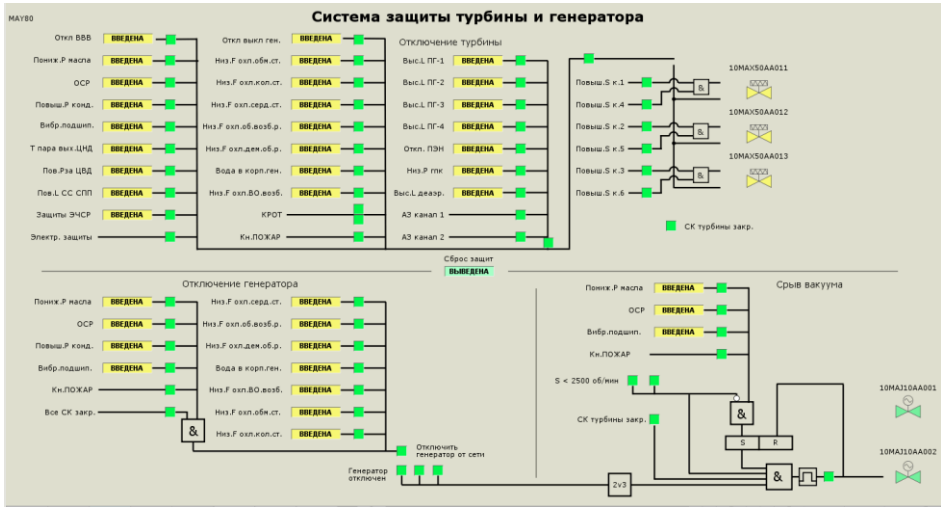


Рисунок 4.8.4 – Видеокадр контроля состояния накладок и чек-боксов срабатывания системы защиты турбины и генератора

На рисунке 4.8.5 показан видеокادر «Разворот ТГ».

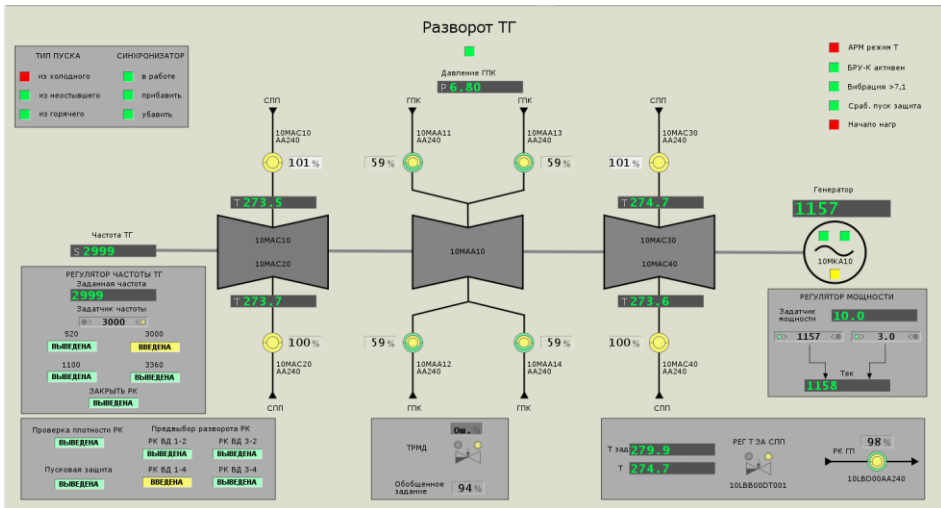


Рисунок 4.8.5 – Видеокادر «Разворот ТГ»

По мере набора оборотов ТА более 520 об/мин следует контролировать (выполнить) автоматическое открытие арматуры на подаче дистиллята в систему водяного охлаждения ротора ТГ МКФ50 и за-

Длительность работы турбины на холостом ходу не должна превышать более 10 мин. Разрешается работа турбины на холостом ходу в течение 30 минут для проверки системы регулирования и защит. Разрешается работа турбины на холостом ходу в течение 24 часов при пуске турбины из холодного состояния для проведения электрических испытаний генератора после монтажа или капитального ремонта.

При толчке и развороте турбины необходимо соблюдать следующие условия:

- при развороте ТА критические частоты вращения необходимо проходить без задержек времени;
- при развороте ТА запрещается вносить возмущения в систему паропроводов свежего пара LBA (отключать/включать ГЦНА, открывать/закрывать БЗОК и т.д.);
- в процессе разворота ТГ на промежуточных оборотах 520 об/мин, 1100 об/мин, 3000 об/мин ВИУТ, совместно с персоналом ЦТАИ, должен контролировать на ВК, на панели БПУ «10CWG08» работоспособность и достоверность показаний датчиков частоты вращения ротора ТА и вычисляемого значения частоты. В случае неработоспособности хотя бы одного из датчиков прекратить набор оборотов ТГ, поставить турбину на ВПУ до устранения замечаний;
- если при повышении частоты вращения ротора ТА произошло увеличение вибрации подшипников ТА более 7,1 мм/сек или прослушиваются задевания в проточной части турбины, необходимо снизить частоту вращения ротора ТА до снижения вибрации п/ш менее 4,5 мм/сек и сделать выдержку (10÷15) минут. При повторном увеличении вибрации более 7,1 мм/сек при увеличении частоты вращения необходимо остановить ТА и поставить на ВПУ;
- не допускается работа турбины при величине вибрации роторов более 260 мкм, в пределах от 165 до 260 мкм допускается в течение не более 30 суток;
- при пуске турбины из горячего состояния (температура металла паровпуска ЦВД более 150°С) выход на холостой ход производится без выдержки на промежуточной частоте вращения ротора ТА (потому, что в этом случае сильно дросселированный пар (практически холодный), будет попадать на разогретый металл);
- контролировать работу БРУ-К по поддержанию давления в ГПК;
- после толчка турбины особое внимание уделять температуре масла за маслоохладителями в системе смазки ТА и ТГ MAV

ввиду резкого повышения температуры масла. Воздействием на РК расхода системы техводы охлаждения потребителей здания машзала РСВ поддерживать температуру масла за маслоохладителями в диапазоне $(40 \div 45)^\circ\text{C}$.

Включение генератора в сеть осуществляет НСЭЦ под контролем НСБ с разрешения НСАЭС 4 очереди (ДД АЭС).

На рисунке 4.8.8 показан фрагмент панели БПУ с индикацией положения блочного и генераторных выключателей.

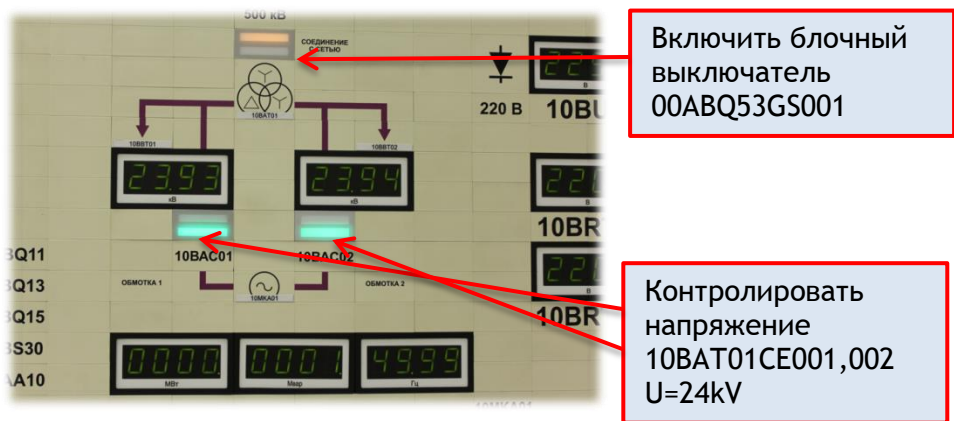


Рисунок 4.8.8 – Фрагмент панели БПУ с индикацией положения блочного и генераторных выключателей

Генератор включается в сеть методом точной синхронизации. Запрещается включаться в сеть методом самосинхронизации.

Порядок и последовательность операций ввода в работу генератора МКА (измерение сопротивление изоляции, ввод в работу ШРОТ, цепей напряжения генератора, системы возбуждения, устройств РЗА, синхронизации генератора с сетью) выполняется согласно рабочей программе ввода в работу турбогенератора блока НВАЭС-2.

Синхронизацию и включение ТГ в сеть допускается производить при температуре металла наружного корпуса ЦВД и перепускных труб от РКВД до ЦВД более 90°C .

После синхронизации и включения ТГ в сеть делается выдержка времени $(8 \div 10)$ минут, но не более, при нагрузке $N_{эл} = (60 \div 70)$ МВт для понижения температуры выхлопных патрубков ЦВД. ВИУТ (НСТЦ) контролирует положение накладок защит на ВК «ЭЧСР» и

«Разворот ТГ» для состояния «Работа на мощности», а также ТМГ ТА по ВК СВБУ и по месту.

На рисунке 4.8.9 показан видеокадр «ЭЧСР».

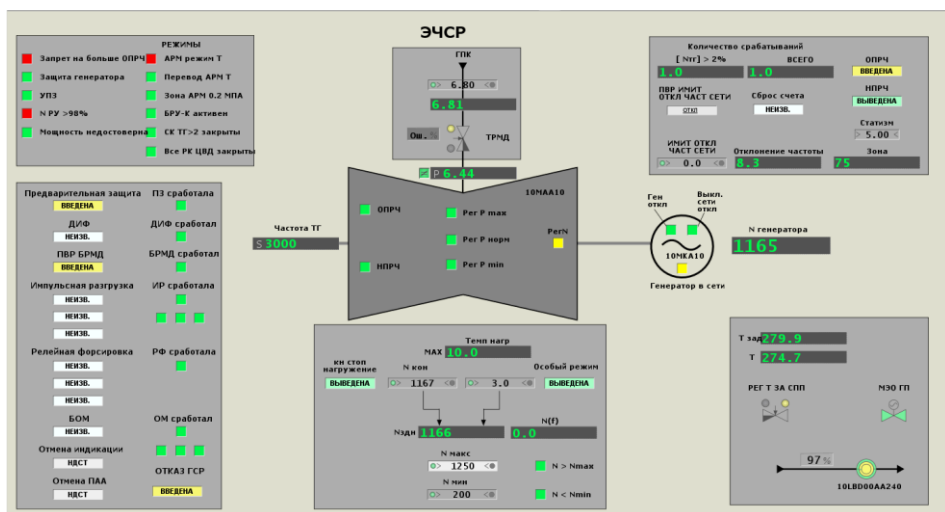


Рисунок 4.8.9 – Видеокадр «ЭЧСР»

При отсутствии замечаний по работе ТГ по распоряжению НСБ 4 очереди ВИУТ вводит на ВК «ЭЧСР» уставку по установочной нагрузке «Nкон» и скорость нагружения не более 2,5% в минуту.

В процессе нагружения ТГ необходимо контролировать:

- температуру пара за СПП согласно выбранного графика пуска. Допускается отклонение температуры пара от заданного графиком до «плюс» 20°C и до «минус» 10°C. Скорость повышения температуры пара за СПП не более 5°C в минуту;
- одновременное прикрытие БРУ-К. После полного закрытия БРУ-К через 30 секунд контролировать автоматическое закрытие арматуры подачи основного конденсата на впрыск в ППУ;
- при температуре выхлопов ЦНД менее 60°C закрытие арматуры подачи основного конденсата на их охлаждение.

На уровне мощности около 350 МВт происходит полное закрытие всех БРУ-К и переход их в режим «Основной» (стерегущий режим работы с уставкой открытия 7,3 МПа). По факту закрытия БРУ-К происходит автоматический переход ЭЧСР в режим «РД» при условии нахождения АРМ в режиме «Н». Режим «РД» обеспечивает

поддержание давления пара в ГПК перед клапанами цилиндра высокого давления (ЦВД) в соответствии с заданной величиной для приведения нагрузки турбины в соответствие с тепловой мощностью реакторной установки. Заданное значение исходно устанавливается равным номинальному 6,8 МПа, вместе с тем предусмотрена возможность коррекции задания оператором в диапазоне (6,7÷7,1) МПа. Зона нечувствительности регулирования ЭЧСР по давлению равна $\pm 0,01$ МПа.

На этом заканчивается работа по программе пуска энергоблока.

4.9 Подъем мощности

Подъем тепловой мощности реактора до номинальной выполняется по рабочей программе увеличения мощности энергоблока НВАЭС-2, где процесс нагружения блока представлен как последовательное пошаговое выполнение операций от включения в сеть ТГ и закрытия всех БРУ-К ($N_{эл} = 250-350$ МВт) до мощности РУ 100% Нном.

На подъем мощности энергоблока должно быть получено разрешение ГИС с указанием разрешенного уровня тепловой мощности реакторной установки. Изменение мощности блока производится по письменному разрешению НСАЭС 4 очереди в оперативном журнале НСБ после получения разрешения диспетчерских служб РДУ, ОДУ, ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» и эксплуатирующей организации. Операции по изменению мощности производятся под руководством НСБ после оформления письменного разрешения НСБ в оперативном журнале ВИУР.

Перед подъемом тепловой мощности реактора готовность основного оборудования должна быть подтверждена подписями НСБ, НС цехов в программе увеличения мощности. Проверяется выполнение следующих условий:

- готовность систем 1 контура (работа ГЦНА, системы подпитки продувки КВА, автоматическое поддержание уровня в КД и давления в 1 контуре);
- готовность турбины и генератора к увеличению мощности (ТА – под вакуумом, абсолютное давление в конденсаторах не более 12 кПа; работа системы смазки, системы регулирования и защиты турбины, конденсатной и регенеративной установок; исправность приборов контроля, защит и сигнализации ТА; соответствие тепломеханического состояния ТА требованиям ИЭ ТА; работоспособность токосъемных щеток; состояние всей арматуры с контролем правильности показаний указателей положения);

- готовность системы питательной воды (готовность резервных ПЭН, поддержание номинального уровня в ПГ 1÷4 и деаэраторе ЛАА в автоматическом режиме).

Поддержание и изменение мощности энергоблока осуществляется с помощью АРМ, работающим совместно с ЭЧСР турбины. Используется два основных автоматических режима изменения мощности РУ (согласно диспетчерскому графику):

- задание конечной нейтронной мощности и скорости изменения мощности реактора в АРМ, который находится в режиме «Н». При этом увеличение мощности реактора приводит к росту давления в ГПК, которое контролируется ЭЧСР в режиме «РД». Как только изменение давления от заданного превысит нечувствительность 0,01 МПа, ЭЧСР сформирует управляющее воздействие на открытие РКВД, вызывающее снижение давления в ГПК за счёт увеличения пропуска пара на турбину и, как следствие, нагружение ТА;
- задание конечной мощности и скорости нагружения ТА в ЭЧСР, который находится в режиме «РМ». При этом открытие РКВД по программе нагружения ТА вызывает снижение давления в ГПК, которое контролируется АРМ в режиме «Т». Как только давления в ГПК снизится менее 0,05 МПа от заданного, АРМ сформирует управляющее воздействие на движение рабочей группы ОР СУЗ вверх, повышая мощность реактора и восстанавливая тем самым заданное давление в ГПК.

Рабочий технологический регламент допускает проводить подъем мощности реактора с помощью дистанционного управления при работе основных автоматических регуляторов энергоблока.

В диапазоне изменения мощности реактора до 50 % $N_{ном}$ скорость изменения мощности должна быть не более 3 % , от 50 до 100 % $N_{ном}$ не более 1 % $N_{ном}/мин$.

Скорость увеличения мощности реактора ограничивает «скользящая» уставка защит АЗ, ПЗ-1, ПЗ-2, которую оператор устанавливает переключением ключа на пультах 1 и 2 каналов СБ в «Режим 1» (не более 1 % $N_{ном}/мин$) или «Режим 2».

«Режим 2» применяется, когда подъем мощности реактора после его длительной (более 2-х недель) работы на промежуточном уровне мощности (не менее 50% $N_{ном}$), а также после перегрузки при работе реактора на мощностном эффекте реактивности в конце предыдущей кампании, а также при подключении неработающей петли должен производиться со средней скоростью:

- при подъеме мощности до 50 % $N_{ном}$ – со средней скоростью не более 3 % $N_{ном}/мин$;
- при подъеме мощности от 50 до 80 % $N_{ном}$ – со средней скоростью не более 10 % $N_{ном}/ч$;
- при подъеме мощности от 80 до 100 % $N_{ном}$ – со средней скоростью не более 1 % $N_{ном}/ч$.

Средняя скорость подъема мощности в диапазоне от 50 до 100 % $N_{ном}$ должна обеспечиваться ступенчатым подъемом мощности на 2 – 4 % $N_{ном}$ со скоростью до 2 % $N_{ном}/мин$ с последующей выдержкой.

«Скользкая» уставка АЗ изменяется в диапазоне от 7% $N_{ном}$ до 107% $N_{ном}$. Величина «скользящей» уставки АЗ по нейтронной мощности уменьшается при увеличении скорости нагрузки и увеличивается при уменьшении скорости нагрузки. «Скользкая» уставка для ПЗ-1 менее значения «скользящей» уставки по нейтронной мощности для АЗ на 3% $N_{ном}$, а для ПЗ-2 – на 5% $N_{ном}$. При снижении мощности скорость снижения «скользящей» уставки составляет 0,5 % $N_{ном}/с$. Кроме того, нейтронная мощность реактора ограничивается переменной уставкой АЗ (и ПЗ-1) по мощности в зависимости от количества работающих ГЦНА. Уставка АЗ (ПЗ-1) формируется следующим образом:

- при отключении одного из четырех ГЦНА переменная уставка линейно снижается со 107% (104%) до 74% (72%) $N_{ном}$ со скоростью 0,5% $N_{ном}/с$;
- при отключении одного из трех ГЦНА переменная уставка линейно снижается с текущего до 47% (46%) $N_{ном}$ со скоростью 0,33% $N_{ном}/с$;
- при отключении 3-х и более ГЦНА переменная уставка линейно снижается с текущего значения до 5% $N_{ном}$ со скоростью 0,33% $N_{ном}/с$.

При подключении ГЦНА значение уставки восстанавливается до максимального значения переменной уставки, соответствующей количеству работающих ГЦНА мгновенно.

При заданном изменении мощности реактора необходимо своевременно переключать уставки АКНП. Уставки АЗ по уровню нейтронной мощности в рабочем диапазоне для каждого канала АКНП выставляются согласно формуле:

$$P_y = P_t + d, \%N_{ном}.$$

где,

- Р_у – значение уставки на срабатывание АЗ;
- Р_т – текущее показание нейтронной мощности в канале АКНП;
- d – запас до срабатывания АЗ, равный 7%Nном.

На рисунке 4.9.1 показан видеокادر 1 и 2 комплектов АКНП в диапазоне РД2 со значениями уставок АЗ.

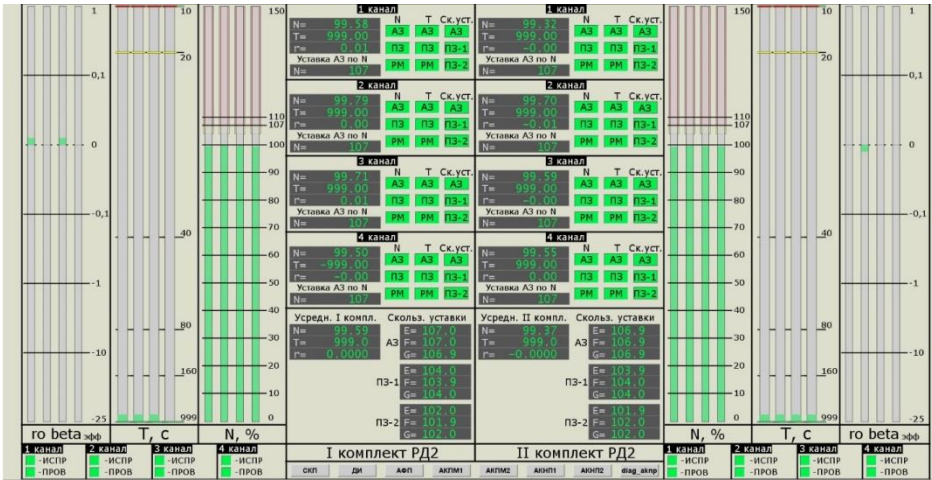


Рисунок 4.9.1 – Видеокادر 1 и 2 комплектов АКНП в диапазоне РД2

В процессе подъема мощности и при дальнейшей эксплуатации РУ должны выполняться следующие требования:

- обеспечение контроля за плотностью разъемов оборудования РУ по первому и второму контуру;
- осуществление с помощью аппаратуры контроля радиационной безопасности непрерывного контроля герметичности оболочек твэлов по удельной суммарной гамма-активности, плотности потока нейтронов;
- выход на номинальную мощность после перегрузки или останова с разуплотнением реактора допускается при работоспособной СВРК, обеспечивающей эффективный контроль активной зоны при наличии не менее 90% работоспособных СВРД при условии отсутствия второй степени деградации по ДПЗ.

При мощности на выводах генератора N≈360МВт следует приступить к заполнению и прогреву КГТН в соответствии с ИЭ системы LCS отвода конденсата греющего пара из конденсаторосборников СПП. При повышении давления в КС-2 СПП более 0,85 МПа про-

контролировать автоматический (выполнить дистанционный) перевод КГП и ПВС КС-2 с конденсатора на деаэратор. При нагрузке ТГ более 400 МВт и при давлении в КС-2 СПП более 1,3 МПа проконтролировать автоматический (выполнить дистанционный) перевод слива КГП из КС-2 СПП с деаэратора на КГТН при введенных в работу ПВД I и II групп.

На рисунке 4.9.2 показан видеокادر системы сепарации и промпрегрева (СПП) 2-й степени.

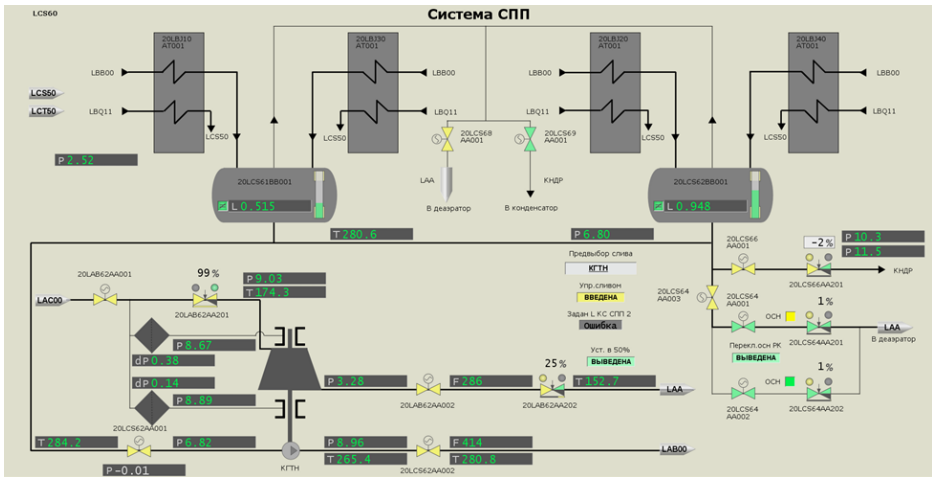


Рисунок 4.9.2 – Видеокادر 2-й степени системы СПП

При повышении давления в КС-1 СПП более 0,85 МПа проконтролировать автоматический (выполнить дистанционный) перевод КГП и ПВС КС-1 с конденсатора на деаэратор. Проконтролировать автоматический (выполнить дистанционный) перевод КГП и ПВС КС-1 СПП с деаэратора на ПВД-5 I и II групп при давлении в КС-1 более 1,3 МПа и уровне в ПВД-5 менее 2,35 м.

На рисунке 4.9.3 показан видеокادر системы сепарации и промпрегрева (СПП) 1-й степени.

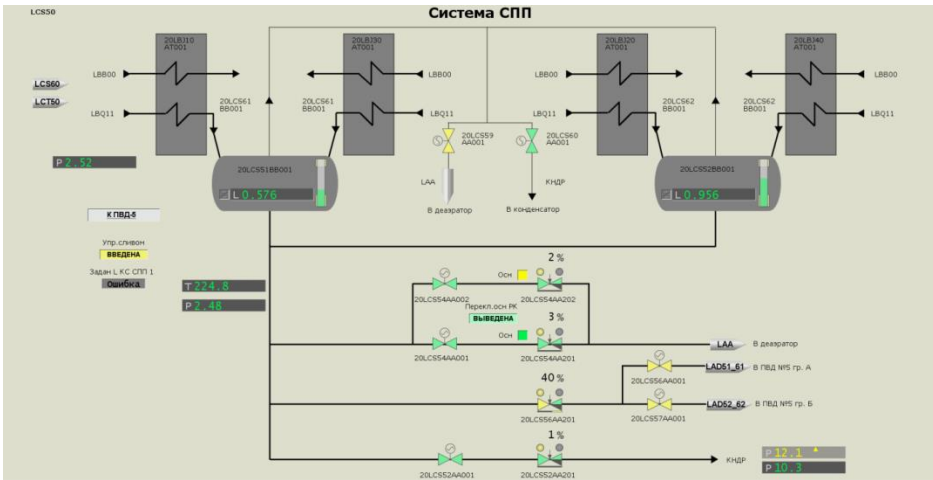


Рисунок 4.9.3 – Видеокадр 1-й степени системы СПП

При мощности на выводах генератора $N \approx 360$ МВт следует подключить по греющему пару ПВД-5, 6 I и II группы со сбросом конденсата ГП в конденсатор турбины согласно ИЭ системы LAD регенерации высокого давления. На ПВД-5 подается пар второго отбора ТА, а на ПВД-6 – первого. При давлении во втором отборе более 1,2 МПа проконтролировать автоматический (выполнить дистанционный) перевод КГП и ПВС ПВД-5 I и II групп с конденсатора на деаэратор. На рисунке 4.9.4 показан видеокادر системы регенерации высокого давления LAD.

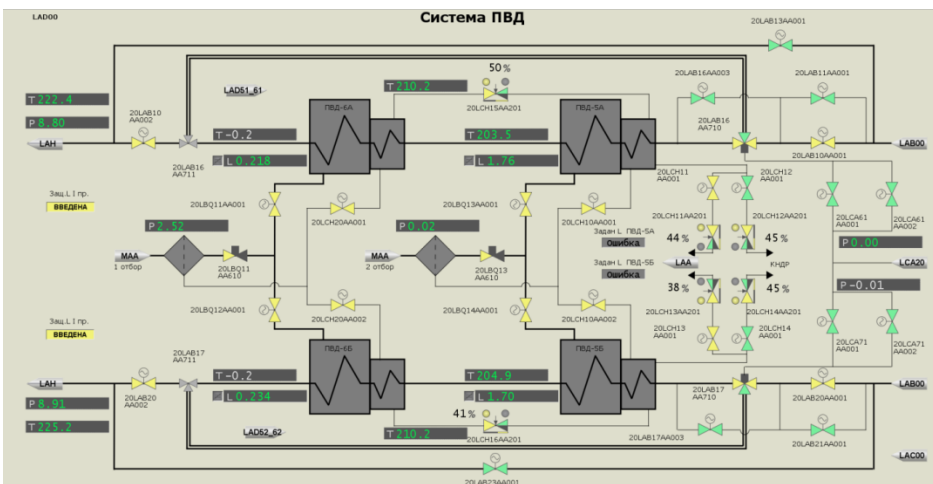


Рисунок 4.9.4 – Видеокادر системы регенерации высокого давления LAD

При $N_{эл} > 300$ МВт контролировать перевод слива КГП из ПНД-4 с конденсатора на СС СПП при уровне в СС менее 0,9 м. Перевести слив сепарата из СС на насосную откачку сепарата в линию основного конденсата за ПНД-4 при уровне в СС более 0,63 м и давлении более 0,2 МПа (соответствует $N_{эл} = 330 \div 380$ МВт) согласно ИЭ системы LCT отвода сепарата из сепаратосборника СПП. Включение 2-го НСС контролировать (включить) при уровне в СС более 1,15 м и расходе сепарата более $650 \text{ м}^3/\text{ч}$.

На рисунке 4.9.5 показан видеокادر системы LCT отвода сепарата из сепаратосборника СПП.

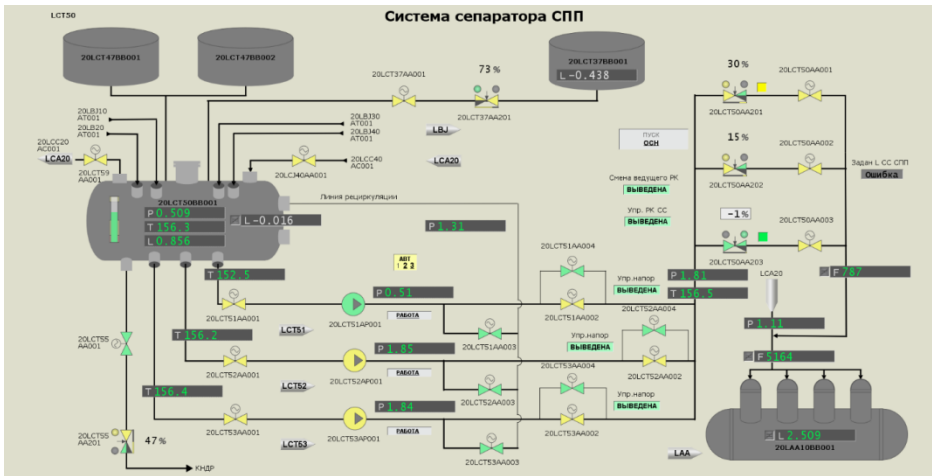


Рисунок 4.9.5 – Видеокادر системы LCT отвода сепарата из сепаратосборника СПП

При мощности РУ $45 \div 49$ % $N_{ном}$ необходимо ввести в работу третий ПЭН до достижения одного из следующих параметров:

- давление перед узлом питания ПГ-1÷4 не менее 8,5 МПа;
- расход на любом работающем ПЭН не более 1900 т/ч.

При мощности РУ $65 \div 74$ % $N_{ном}$ необходимо ввести в работу четвертый ПЭН согласно ИЭ системы LAC питательных электрических насосов.

На рисунке 4.9.6 показан видеокادر системы LAC питательных электрических насосов.

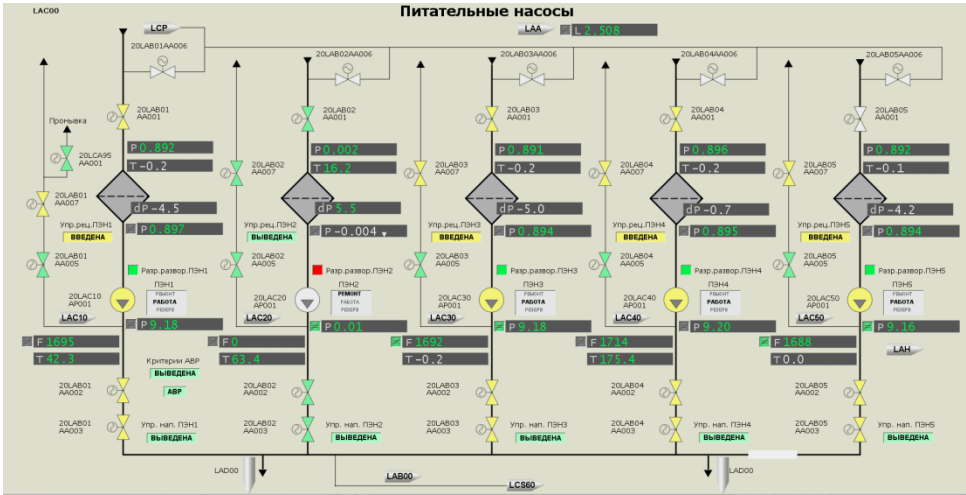


Рисунок 4.9.6 – Видеокадр системы LAC питательных электрических насосов

Перевести питание паром деазратора LAA и КСН от 3-го отбора при давлении в 3-ем отборе более 0,71 МПа согласно ИЭ системы LBG паропроводов собственных нужд здания UMA.

На рисунке 4.9.7 показан видеокадр системы LBG паропроводов собственных нужд здания UMA.

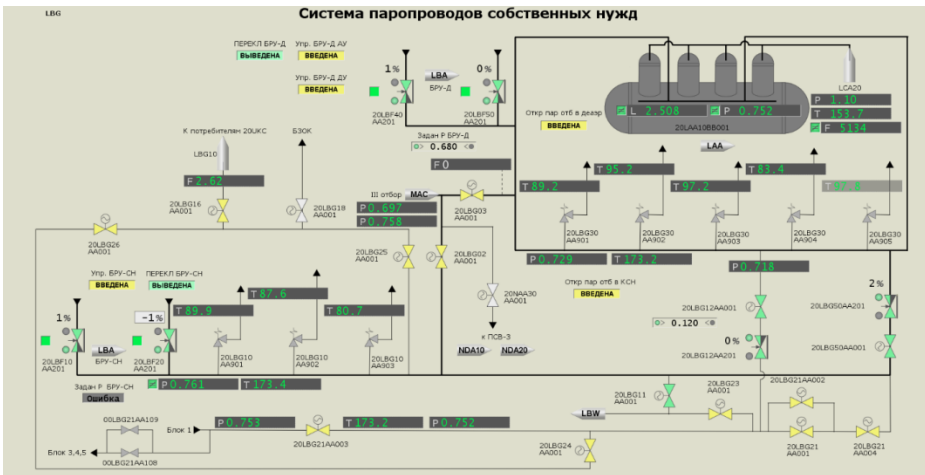


Рисунок 4.9.7 – Видеокадр системы LBG паропроводов собственных нужд здания UMA

После ППР с перегрузкой топлива на уровне мощности $40 \pm 50\% N_{ном}$ должна быть выполнена проверка соответствия координат СВРД в активной зоне координатам в аппаратуре СВРК.

На уровне мощности $75 \pm 80\% N_{ном}$ выполнить тарировку каналов АКНП в РД2 при рассогласовании показаний каналов и средне-взвешенной тепловой мощности по показаниям СВРК более $1\% N_{ном}$.

При мощности РУ более $75\% N_{ном}$ в работе должна быть система УПЗ.

Следует прекратить водообмен первого контура при мощности РУ $90 \pm 95\% N_{ном}$ и выполнить подъем мощности РУ до уровня $99 \pm 2\% N_{ном}$ за счёт изменения положения рабочей группы ОР СУЗ. Стабилизировать параметры первого и второго контуров. В оперативных журналах ВИУР, НСБ зафиксировать параметры: показания приборов АКНП, положение всех ОР СУЗ, значение концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура, температуру теплоносителя первого контура и давление в первом контуре.

После отработки реактором не менее одного часа на стабильном уровне мощности провести анализ:

- распределения энерговыделений по высоте активной зоны;
- температур на выходе из ТВС;
- неравномерности энерговыделений по объему активной зоны.

При выходе РУ на мощность $100\% N_{ном}$ после проведения перегрузки топлива реактора должна быть выполнена корректировка уставок АЗ и ПЗ по температуре теплоносителя первого контура в «горячих» нитках петель. Корректировка может быть выполнена только после работы РУ на постоянном уровне мощности и при стабильном положении рабочей (регулирующей) группы ОР СУЗ в течение не менее 72 часов. При этом должно быть выполнено определение тепловой мощности РУ (по тепловому балансу).

При каждом повышении мощности энергоблока на $20\% N_{ном}$ и более, а также еженедельно при работе на мощности, необходимо проводить спектрометрический анализ проб теплоносителя 1 и 2 контура для контроля герметичности оболочек твэлов и протечки теплоносителя первого контура во второй.

При работе на мощности оперативный персонал обязан:

- осуществлять контроль работы технологического, электротехнического оборудования, технических средств АСУ ТП с целью вы-

явления отклонений от предписанных режимов и принимать решения по их устранению;

- контролировать работу автоматических регуляторов;
- устанавливать причины срабатывания защит и блокировок, проводить необходимые действия по приведению оборудования в работоспособное состояние после срабатывания защит и блокировок;
- проводить проверки работоспособности оборудования и систем;
- выполнять контроль водно-химического режима теплоносителя первого контура, второго контура, рабочих сред систем и бакового хозяйства при необходимости проводить его корректировку;
- контролировать разделение трубопроводов высокого и низкого давления первого и второго контуров по сигнализации положения граничной арматуры;
- немедленно воздействовать на ключ АЗ, ПЗ в случае наличия критериев срабатывания АЗ, ПЗ по показаниям приборов и отсутствию соответствующего сигнала первопричины и действия АЗ, ПЗ;
- при возникновении условий, вызывающих запуск САОЗ, и незапуске автоматически механизмов САОЗ оператор должен запустить их вручную;
- контролировать температуру оборудования и конструкций;
- не реже одного раза в сутки контролировать исправность аварийной сигнализации на щите дистанционного контроля гидроамортизаторов и наличие жидкости в бачках гидроамортизаторов по вторичным приборам контроля, расположенным на щите. Ежедневно контролировать положение поршней гидроамортизаторов по приборам щита;
- в стационарных и переходных режимах эксплуатации в диапазоне $30 \div 100\%$ $N_{ном}$, при необходимости, осуществлять управление аксиальным распределением энерговыделения в активной зоне реактора;
- контролировать положение отдельных ОР СУЗ в регулирующей группе и проводить выравнивание их по высоте, не допуская рассогласования более чем на 60мм;
- контролировать достаточность охлаждения приводов СУЗ и верхнего блока;
- при эксплуатации на мощности периодически должны контролироваться протечки через обратные клапаны на линиях САОЗ;

- после каждого режима подачи воды в патрубок впрыска КД с температурой, отличающейся от температуры воды в КД более, чем на 90°C , необходимо при очередном останове с расхолаживанием провести проверку элементов патрубка впрыска и корпуса КД в районе патрубка, а также участка трубопровода впрыска в пределах действия теплоносителя первого контура с разностью температур более 90°C с визуальным осмотром, цветной дефектоскопией и УЗД;
- в процессе эксплуатации должен осуществляться регулярный контроль за системой предварительного напряжения ГО, 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;
- контролировать радиоактивность воды второго контура и в парогенераторах.

5 РАБОТА НА МОЩНОСТИ

5.1 Организация эксплуатации

5.1.1 Задачи и организационная структура эксплуатации

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

- соблюдение пределов и условий безопасной эксплуатации АС (блока АС);
- обеспечение безопасной, надежной и экономически эффективной работы систем и оборудования АС;
- снижение вредного воздействия производства на людей и окружающую среду;
- содержание зданий, сооружений, систем и оборудования в состоянии эксплуатационной готовности;
- обеспечение единства измерений при производстве, передаче и распределении энергии;
- соблюдение оперативно-диспетчерской дисциплины;
- поддержание нормального качества отпускаемой энергии, нормированных частоты и напряжения электрического тока, давления, температуры пара и горячей воды на нужды теплоснабжения;
- повышение экономической эффективности производства электрической энергии за счет оптимизации режимов работы АС.

5.1.1.2 Атомные станции должны обеспечивать:

- производство и поставку электрической и тепловой энергии покупателям оптового рынка электрической энергии (мощности);
- безопасную, надежную, безаварийную работу оборудования, сооружений, устройств систем управления;
- обновление основных производственных фондов путем технического перевооружения и модернизации оборудования;
- повышение эффективности использования установленного оборудования;
- выполнение требований правил и регламентов рынка электроэнергии (мощности);

- качественный подбор, высокую профессиональную подготовку и поддержание требуемой квалификации персонала на все время эксплуатации АС;
- поддержание и развитие культуры безопасности;
- внедрение и освоение новой техники, технологии ремонта и эксплуатации, эффективных и безопасных методов организации производства и труда;
- сбор, обработку, анализ, хранение информации об отказах оборудования и действиях персонала в случаях нарушений в работе АС;
- обеспечение качества эксплуатации;
- планирование, организацию и осуществление комплекса организационных и инженерно-технических мероприятий по защите персонала АС от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;
- расследование случаев нарушений в работе АС, разработку и реализацию корректирующих мер, предотвращающих повторное возникновение причин нарушений;
- использование на АС своего и заимствованного опыта.

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

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

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

5.1.1.4 Организации и лица, ответственные за безопасную эксплуатацию АС:

- эксплуатирующая организация несет ответственность за безопасность АС, а также за безопасное обращение с ядерными материалами и радиоактивными веществами. Указанная ответственность не снимается с нее в связи с самостоятельной деятельностью и ответственностью организаций, выполняющих

для АС работы или предоставляющих услуги. Эксплуатирующая организация осуществляет контроль за безопасностью АС, организует распространение и использование на АС своего и заимствованного опыта;

- персонал АС несет ответственность за безопасную эксплуатацию АС в пределах, установленных должностными инструкциями и заключенными с ними трудовыми договорами;
- на всех этапах жизненного цикла АС ответственность за обоснование и полноту проектных решений (включая решения по модернизации) несет проектная организация (разработчик проекта) в границах своего проектирования;
- ответственность за принятые проектные решения (включая реконструкцию и модернизацию), обеспечивающие безопасность и надежность реакторной установки, за достижение проектных параметров в рамках технического проекта возлагается на разработчика реакторной установки;
- привлекаемые организации (монтажные, наладочные, научно-исследовательские, предприятия-изготовители и т.д.) несут ответственность за полноту и качество выполняемых работ, а также за выполнение требований правил безопасности своим персоналом при производстве (проведении) работ на АС.

5.1.1.5 Каждый случай нарушения в работе АС должен быть расследован и учтен в соответствии нормативными документами.

При авариях и нарушениях в работе оборудования АС, при которых произошел выход радиоактивных веществ и (или) ионизирующих излучений за предусмотренные проектом для нормальной эксплуатации границы в количествах, превышающих установленные пределы безопасной эксплуатации, АС обязана немедленно информировать об этом эксплуатирующую организацию, органы государственного регулирования безопасности и организации научно-технической поддержки эксплуатации АС в установленном порядке.

В случае нарушения работы важных для безопасности систем и оборудования реакторной установки, без угрозы выхода радиоактивных веществ за предусмотренные проектом для нормальной эксплуатации границы, администрация АС обязана своевременно информировать организации научно-технической поддержки эксплуатации АС и органы государственного регулирования безопасности в соответствии с требованиями нормативных документов.

5.1.1.6 Общее оперативное руководство АС, энергоблоком осуществляют соответственно начальник смены станции, начальник

смены блока (очереди). Оперативное обслуживание оборудования энергоблоков АС осуществляет персонал цехов (служб) по принадлежности.

5.1.2 Техническая документация

5.1.2.1 На АС должен быть разработан и утвержден главным инженером АС указатель (перечень) технической документации, регламентирующей безопасную эксплуатацию атомной станции.

5.1.2.2 Для каждого структурного подразделения АС должен быть разработан перечень необходимой документации, включающий техническую документацию по направлению деятельности. Структурные подразделения должны быть укомплектованы необходимой документацией в соответствии с перечнями, с учетом электронного архива.

5.1.2.3 В каждом структурном подразделении АС должен быть составлен перечень рабочих мест, которые должны быть укомплектованы необходимой документацией.

5.1.2.4 Для каждого рабочего места, включенного в перечень рабочих мест, обеспеченных документацией, должен быть разработан перечень необходимой документации, включающий техническую документацию. В этот перечень должны быть включены все документы, учтенными и электронными копиями которых комплектуется рабочее место для обеспечения производственной деятельности работника (работников) на данном рабочем месте.

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

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

5.1.2.5 На каждой АС должна быть следующая документация:

- утвержденная проектная документация со всеми последующими изменениями;
- ООБ АС (ТОБ АС, ОУОБ АС, в зависимости от того, к какому поколению относится РУ);
- технологические регламенты безопасной эксплуатации каждого из энергоблоков АС;

- технические решения (решения) на все изменения проекта в процессе эксплуатации;
- генеральный план с нанесением всех зданий и сооружений, включая подземное хозяйство;
- исполнительные рабочие чертежи оборудования и сооружений, чертежи всего подземного хозяйства;
- исполнительные рабочие схемы первичных и вторичных электрических соединений;
- акты рабочей и приемочной комиссий;
- акты отвода земельных участков;
- геологические, гидрологические и другие данные о территории с результатами испытаний грунтов и анализа грунтовых вод;
- акты заложения фундаментов с разрезами шурфов;
- акты приемки скрытых работ;
- акты и графики (или журналы наблюдений) контроля состояния зданий, сооружений и фундаментов под оборудование;
- нормативная документация (стандарты и руководящие документы эксплуатирующей организации, внедренные федеральные нормы и правила, нормативные правовые акты органов исполнительной власти, национальные и межгосударственные стандарты, НД сторонних организаций);
- эксплуатационная, в том числе ремонтная, документация по ведению технологических процессов, по эксплуатации зданий и сооружений, по подтверждению проектных характеристик, по обеспечению исправного состояния и по аварийной готовности;
- управленческая техническая документация по планированию, по осуществлению производственной деятельности, по обеспечению производственной деятельности, по производственному контролю, учетная, отчетная и статистическая документация;
- конструкторская, технологическая, заводская документация, монтажная, наладочная документация и справочно-информационная документация, необходимая для эксплуатации АС;
- паспорт на реакторную установку, оформленный в Ростехнадзоре;
- экологический паспорт АС;
- разрешения (лицензии), выданные специально уполномоченными государственными органами исполнительной власти;

- сертификаты качества на оборудование систем, важных для безопасности;
- аттестаты аккредитации на виды метрологических работ, выданные в установленном порядке, паспорт метрологической службы АС;
- технические паспорта на здания, сооружения и оборудование АС, электрических и тепловых сетей;
- энергетические паспорта на здания и сооружения АС;
- отчеты о расследовании нарушений в работе АС.

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

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

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

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

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

5.1.2.8 Все изменения в системах и оборудовании АС, выполненные на этапе подготовки и ввода в эксплуатацию при сооружении, должны быть внесены в установленном порядке в инструкции и схемы до ввода систем и оборудования в работу.

Изменения, связанные с заменой (модернизацией, ПСЭ) оборудования, выполненные при работе энергоблока на мощности или в ходе планово-предупредительных ремонтов (остановов) должны

вноситься в Регистры систем и оборудования подразделений-владельцев оборудования, а также оформляться в журналах технических распоряжений с указанием сроков и ответственных исполнителей за внесение изменений в соответствующую эксплуатационную документацию.

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

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

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

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

5.1.3 Оперативно-диспетчерское управление

5.1.3.1 Основные принципы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике заключаются в:

- обеспечение баланса производства и потребления электрической энергии;
- безусловное исполнение субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии с управляемой нагрузкой оперативных диспетчерских команд и распоряжений;
- осуществление мер, направленных на обеспечение безопасного функционирования электроэнергетики и предотвращение возникновения аварийных ситуаций;

- принятие мер, направленных на обеспечение в Единой энергетической системе России нормированного резерва энергетических мощностей;
- обеспечение долгосрочного и краткосрочного прогнозирования объема производства и потребления электрической энергии; экономическая эффективность оперативных диспетчерских команд и распоряжений;
- ответственность субъектов оперативно-диспетчерского управления перед субъектами оптового и розничных рынков за результаты действий, осуществляемых с нарушением законодательства Российской Федерации, порядка оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и правил оптового рынка, утверждаемых Правительством Российской Федерации.

5.1.3.2 Эксплуатирующая АС организация – генерирующая компания, являющаяся субъектом электроэнергетики и осуществляющая деятельность по производству электрической и тепловой энергии посредством безопасной эксплуатации АС на территории Российской Федерации.

Эксплуатирующая организация обеспечивает возможность отдачи диспетчерских команд и разрешений диспетчером системного оператора непосредственно оперативному персоналу АС.

5.1.3.3 Каждая диспетчерская команда регистрируется диспетчерским центром с указанием следующих сведений:

- а) время, когда дается команда;
- б) требуемое время исполнения команды, если команда касается изменения нагрузки генераторов;
- в) фамилия, инициалы и должность лица, давшего команду;
- г) фамилия, инициалы и должность лица, которому адресована команда;
- д) содержание команды;
- е) наличие подтверждения получения команды.

Регистрация диспетчерской команды осуществляется при помощи технических средств (в том числе средств звукозаписи), позволяющих обеспечить достоверность указанных сведений посредством их расшифровки (стенографирования) и защиты от изменений после регистрации. Порядок и сроки хранения зарегистрированных сведений устанавливает системный оператор.

5.1.3.4 Оперативный персонал АС обязан выполнять диспетчерские

команды, разрешения, отказы в разрешении (согласовании) и диспетчерские распоряжения об изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации. Диспетчерские команды не подлежат исполнению в случае, если это создает угрозу жизни людей, угрозу повреждения оборудования или может привести к нарушению пределов и условий безопасной эксплуатации атомных электростанций, в том числе пределов и условий нормальной эксплуатации реакторных установок.

В случае отказа оперативного персонала АС выполнить диспетчерскую команду или принятия оперативным персоналом АС решения выполнить действия, не согласованные диспетчерским разрешением, оперативный персонал АС должен незамедлительно сообщить диспетчеру отдавшему команду (отказавшему в разрешении), о причинах такого отказа (решения), сделать запись в оперативном журнале, а также доложить руководству АС и ДД эксплуатирующей организации.

5.1.3.5 В эксплуатирующей организации должен быть организован круглосуточный оперативный контроль работы АС в части:

- обеспечения выполнения объема производства электроэнергии и тепловой энергии атомными станциями;
- состояния основного оборудования энергоблоков;
- выполнения графиков ремонтных работ и соответствия графиков ремонтных работ поданным заявкам;
- организации системы оказания экстренной помощи АС;
- не превышения пределов безопасной эксплуатации энергоблоков АС, состояния систем безопасности и радиационной обстановки на промплощадке АС, в СЗЗ и ЗН;
- выполнения расчетных диспетчерских графиков несения электрической нагрузки, баланса ФАС по выработке электроэнергии.

5.1.4 Предупреждение и ликвидация нарушений в энергосистеме, тепловой сети

5.1.4.1 Основными задачами оперативно-диспетчерского управления при ликвидации нарушений в энергосистеме являются:

- предотвращение развития нарушений, исключение поражения персонала и повреждения оборудования, не затронутого технологическим нарушением;

- срочное восстановление энергоснабжения потребителей и нормальных параметров отпускаемой потребителям электроэнергии;
- создание наиболее надежной послеаварийной схемы системы в целом и отдельных ее частей;
- выяснение состояния отключившегося и отключенного оборудования и при возможности включение его в работу.

5.1.4.2 При возникновении недопустимого отклонения напряжения или частоты в энергосистеме, при котором возможно нарушение в работе оборудования собственных нужд АС, оперативный персонал станции должен уведомить диспетчера диспетчерского центра (ДЦ) о невозможности дальнейшей работы АС в составе энергосистемы и приступить к переводу нагрузки станции на собственные нужды.

5.1.4.3 После того как значения напряжения и частоты вошли в пределы допустимых для АС значений, оперативный персонал АС обязан прекратить процесс разгрузки (остановки) энергоблоков АС и начать в соответствии с технологическими регламентами энергоблоков АС подготовку к синхронизации с энергосистемой и подъему нагрузки по команде диспетчера ДЦ.

5.1.4.4 Оперативный персонал АС должен незамедлительно сообщать соответствующему диспетчеру ДЦ:

- обо всех изменениях эксплуатационного состояния и технологического режима работы объектов диспетчеризации, в том числе вызванных срабатыванием устройств РЗА, с указанием состава изменений, перечня сработавших устройств и причин, вызвавших их срабатывание;
- об иных технологических нарушениях на АС в соответствии с критериями, установленными приложением 1 к действующему Регламенту представления в диспетчерские центры оперативной и текущей информации о возникновении технологических нарушений в работе атомных электрических станций, влияющих на надежное функционирование ЕЭС России.

Передача иной информации о нештатных ситуациях в работе АС производится оперативным персоналом АС в сроки и объемах, предусмотренных документами, регламентирующими порядок передачи оперативной информации об авариях в электроэнергетике.

5.1.5 Управление оборудованием энергообъектов

5.1.5.1 Оборудование энергоустановок, принятых в эксплуатацию, должно находиться в одном из четырех оперативных состояний:

- работе,
- резерве,
- ремонте
- консервации.

5.1.5.2 Запрос АС на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации диспетчерских центров, в том числе на ввод нового оборудования и проведение испытаний, независимо от наличия утвержденного графика ремонтов оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ, осуществляется путем оформления и подачи диспетчерской заявки.

5.1.5.3 Оформление, подача, рассмотрение и согласование диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации АС.

5.1.5.4 Все переключения в электрической сети ЕЭС России, кроме переключений в условиях нарушения нормального режима, должны производиться согласно поданным и согласованным в установленном порядке диспетчерским заявкам с обязательным использованием программ переключений (бланков переключений).

5.1.5.5 Независимо от наличия разрешенной диспетчерской заявки изменение эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации, находящегося в диспетчерском управлении ДЦ, производится по диспетчерской команде в соответствии с программой переключений.

5.1.5.6 Независимо от наличия разрешенной диспетчерской заявки изменение эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации, находящегося в диспетчерском ведении ДЦ, производится с разрешения диспетчера, полученного непосредственно перед началом переключений.

5.1.5.7 Вывод в ремонт и из эксплуатации объектов диспетчеризации осуществляется по согласованию с системным оператором.

5.1.5.8 Плановый ремонт объектов диспетчеризации производится в соответствии с годовым и месячными графиками ремонта,

согласованными с ДЦ и утвержденными эксплуатирующей организации.

5.1.6 Оперативный персонал энергообъектов

5.1.6.1 К оперативному персоналу энергообъединения, энергопредприятия (тепловые сети, тепловые электростанции) и АС относятся:

- оперативный персонал – персонал, непосредственно воздействующий на органы управления оборудования и осуществляющий управление и обслуживание оборудования в соответствии с утвержденным графиком дежурств;
- оперативно – ремонтный персонал – ремонтный персонал с правом эксплуатационного обслуживания и выполнения оперативных переключений на оборудовании и в системах;
- руководящий оперативный персонал в смене: начальник смены АС, дежурный инженер (диспетчер) тепловой сети;
- дежурный персонал Кризисного центра эксплуатирующей организации;
- дежурный диспетчер ДЦ энергосистемы.

5.1.6.2 Оперативный персонал должен вести безопасный, надежный и экономически эффективный режим работы оборудования АС, энергосистемы в соответствии с производственными и должностными инструкциями и оперативными распоряжениями вышестоящего оперативного персонала.

5.1.6.3 Оперативный персонал во время дежурства несет ответственность за правильное обслуживание и безаварийную работу систем и оборудования, а также за чистоту и порядок в закрепленной за ним зоне обслуживания.

5.1.6.4 При нарушениях режима работы, повреждениях оборудования, возникновении пожара, обнаружении дефектов, угрожающих повреждением оборудования, оперативный персонал должен немедленно принять меры к восстановлению нормального режима работы или ликвидации предаварийной ситуации (аварии) и предотвращению развития аварии, а также сообщить о происшедшем вышестоящему оперативному лицу и лицам из руководящего административно-технического персонала в соответствии с утвержденным списком.

5.1.6.5 Распоряжение вышестоящего оперативного персонала по вопросам, входящим в его компетенцию, обязательно к исполнению подчиненным оперативным персоналом.

Распоряжения диспетчера энергосистемы оперативным персоналом АС должны выполняться незамедлительно. В случае, если начальник смены АС усматривает в распоряжении диспетчера энергосистемы явную ошибку, представляющую опасность для жизни людей, целостности оборудования или нарушения ядерной, радиационной, пожарной безопасности, взрывобезопасности, для потери питания собственных нужд электростанции или обесточиванию особо ответственных потребителей, он обязан сделать обоснованное возражение и не выполнять распоряжение. О своем отказе выполнить распоряжение диспетчера энергосистемы начальник смены АС должен немедленно доложить своему руководству.

Оперативный персонал АС несет полную ответственность за необоснованное невыполнение или задержку выполнения распоряжений диспетчера энергосистемы, а диспетчер энергосистемы – за обоснованность распоряжения.

Начальник смены АС обязан немедленно информировать дежурного диспетчера энергосистемы об отключениях линий электропередачи и оборудования, срабатываниях релейной защиты, и автоматики, нарушениях нормальной работы оборудования и устройств, находящихся в оперативном ведении или управлении диспетчера ДЦ, а также нарушениях режима работы основного и вспомогательного оборудования АС, приведших или могущих привести к снижению ее нагрузки.

5.1.6.6 Оборудование, находящееся в оперативном управлении или оперативном ведении вышестоящего оперативного персонала, не может быть включено в работу или выведено из работы без его разрешения, за исключением случаев явной опасности для людей и оборудования.

5.1.6.7 В распоряжениях диспетчера энергосистемы по изменению режима работы оборудования, энергосистемы должны быть указаны значение изменяемого параметра и время, к которому оно должно быть достигнуто.

5.1.6.8 Распоряжение руководства АС своему оперативному персоналу по вопросам, входящим в компетенцию ДЦ, касающиеся надежности параллельной работы энергосистем, устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики, АРЧМ, средств

диспетчерского и технологического управления, должны согласовываться с ДЦ.

5.1.6.9 Ответственность за необоснованную задержку выполнения распоряжения вышестоящего оперативного персонала несут лица, не выполнившие распоряжение, а также руководители, санкционировавшие это невыполнение или задержку.

5.1.6.10 Лица из числа оперативного персонала, не находящиеся на дежурстве, могут быть привлечены к выполнению работ по обслуживанию оборудования в рамках их должностной инструкции и только с разрешения соответствующего руководящего оперативного персонала, находящегося в смене.

5.1.6.11 Замена одного лица из числа оперативного персонала другим в случае необходимости допускается с разрешения лица, утвердившего график дежурств, и с уведомлением соответствующего руководителя из числа оперативного персонала.

Запрещается дежурство в течение двух смен подряд.

5.1.6.12 Каждый работник из числа оперативного персонала, приступая к работе, должен принять смену от предыдущего работника, а после окончания работы сдать смену следующему по графику работнику из числа оперативного персонала.

Запрещается уход с дежурства без сдачи смены.

5.1.6.13 При приемке смены работник из числа оперативного персонала должен:

- ознакомиться с состоянием, схемой и режимом работы оборудования, находящегося в его оперативном управлении или ведении, в объеме, определяемом соответствующими инструкциями;
- получить сведения от сдающего смену об оборудовании, за которым необходимо вести особо тщательное наблюдение для предупреждения нарушений в работе, и об оборудовании, находящемся в резерве и ремонте;
- выяснить, какие работы выполняются по нарядам и распоряжениям на закрепленном за ним участке;
- проверить и принять инструмент, материалы, ключи от помещений, оперативную документацию и документацию рабочего места;
- ознакомиться со всеми записями и распоряжениями за время, прошедшее со своего предыдущего дежурства;

- принять рапорт от подчиненного персонала и доложить непосредственному начальнику по смене о вступлении в дежурство и недостатках, выявленных при приемке смены;
- оформить приемку-сдачу смены записью в журнале или ведомости за своей подписью и подписью сдающего смену.

5.1.6.14 Оперативный персонал должен периодически в соответствии с инструкцией опробовать действие технологической, пожарной, предупредительной и аварийной сигнализации, средств связи, а также проверять правильность показаний часов по сигналам точного времени и синхронизацию (периодическую ручную или автоматическую) показаний часов БПУ, РПУ, АСУ ТП и на всех остальных рабочих местах оперативного персонала.

5.1.6.15 Оперативный персонал должен по утвержденным графикам осуществлять переход с рабочего на резервное оборудование, производить опробование и профилактические осмотры оборудования.

5.1.6.16 Оперативный персонал во время смены (дежурства) по разрешению соответствующего руководителя из числа оперативного персонала может кратковременно привлекаться к ремонтным работам и испытаниям с освобождением на это время от исполнения обязанностей на рабочем месте и записью в оперативном журнале. При этом должны быть соблюдены требования правил охраны труда и радиационной безопасности.

5.1.7 Оперативные переключения на АС

5.1.7.1 Все оперативные переключения должны проводиться в соответствии с требованиями технологического регламента безопасной эксплуатации энергоблока АС, инструкций по эксплуатации, программам и методик испытаний, противоаварийной документации, инструкции по оперативным переключениям, программ и бланков переключений и фиксироваться в оперативной документации.

5.1.7.2 На АС должны быть разработаны:

- перечни работ, выполняемых по программам;
- перечни переключений, выполняемых по бланкам переключений;
- перечни работ, выполняемых без бланков переключений одним работником в порядке текущей эксплуатации;
- перечни работ повышенной опасности и переключений, выполняемых с использованием видеоконтроля.

Перечни утверждаются Главным инженером АС и должны корректироваться с учетом ввода нового, модернизации или демонтажа оборудования, изменения электрических и технологических схем, схем РЗА, технологических защит и автоматики и т.п. Копии перечней должны находиться на рабочем месте старшего оперативного персонала цеха и АС.

Пересмотр перечней должен выполняться не реже одного раза в три года.

5.1.7.3 Переключения на оборудовании разрешается выполнять персоналу, знающему его схему, расположение оборудования, обученному правилам выполнения переключений, прошедшему проверку знаний и допущенному к самостоятельной работе.

Работники, проходящие дублирование, могут выполнять переключения только под непосредственным контролем персонала, ответственного за дублирование, имеющего право на переключения.

Выполнение переключений (даже отдельных операций) другими лицам, не имеющим на это права, не допускается.

5.1.7.4 На АС должна быть разработана и утверждена Главным инженером инструкция по оперативным переключениям.

В инструкции по оперативным переключениям должны быть указаны порядок получения разрешения на переключения от лица, в чьем оперативном ведении находится оборудование, выдачи распоряжения на переключения лицом, в чьем оперативном управлении находится оборудование, оформления разрешений и распоряжений в зависимости от степени потенциально возможных отказов и отклонений от нормальной эксплуатации при их выполнении и влияния оборудования, на котором производятся переключения, на устойчивость работы энергоблока, ядерную, радиационную и техническую безопасность.

На АС должны быть разработаны и утверждены главным инженером перечни (сводный перечень) систем (оборудования), в которых должны быть определены:

- принадлежность систем (оборудования) к системам нормальной эксплуатации, системам, важным для безопасности или системам безопасности;
- должностные лица подразделения АС, за которым закреплена система (оборудование);

- должностные лица подразделения АС, ответственного за ремонт и техническое обслуживание оборудования;
- должность административного персонала, уполномоченного принимать решение по заявкам на вывод из работы и ввод в работу системы (оборудования);
- должность оперативного персонала, в оперативном ведении которого находится система (оборудование);
- должность оперативного персонала, в оперативном управлении которого находится система (оборудование).

5.1.7.5 Работы с системами (элементами), важными для безопасности, по выводу в ремонт и вводу в эксплуатацию, а также испытания этих систем (элементов), не предусмотренные технологическим регламентом безопасной эксплуатации блока АС и инструкциями по эксплуатации, являются ядерно-опасными и должны проводиться в соответствии с требованиями, предусмотренными руководящими документами для таких работ.

5.1.7.6 Главным инженером АС утверждается заявка (сменное задание) на переключения:

- не предусмотренные инструкциями по эксплуатации оборудования;
- изменяющие режим работы энергоблока в целом;
- изменяющие режим работы оборудования, не имеющего резервирования и отключение которого приводит к изменению мощности энергоблока (основного оборудования);
- при выполнении работ по программам выполнения ядерно-опасных работ;
- при выполнении работ по программам выполнения особо радиационно-опасных работ;
- на вывод из работы (резерва) оборудования систем автоматического пожаротушения.
- на вывод из работы оборудования, влияющего на нагрузку в случае отсутствия предусмотренного проектом резервирования;
- на вывод из работы и ввод в работу технологических защит или блокировок основного оборудования, а также оборудования систем безопасности, разрешённых к выводу технологическим регламентом по эксплуатации энергоблока. Допускается заместителям главного инженера АС утверждать заявки на следующие переключения:

- на оборудовании, переключения, на котором входят в перечень ядерно-опасных работ;
- на вывод из работы (резерва) оборудования систем автоматического пожаротушения;
- на вывод из работы и ввод в работу технологических защит или блокировок основного оборудования, а также оборудования систем безопасности, разрешённых к выводу технологическим регламентом по эксплуатации энергоблока.

Разрешения на такие переключения выдает НС АС. Оформление разрешений осуществляется в соответствии с установленным на АС порядком.

5.1.7.7 Руководителем (уполномоченным лицом) подразделения, за которым закреплена соответствующая система (оборудование), выдается разрешение на переключения:

- связанные с вводом в работу и выводом из работы систем (оборудования), важных для безопасности;
- связанные с гидравлическими и пневматическими испытаниями оборудования и трубопроводов;
- связанные с работами, выполняемыми по программам переключений.

Такое разрешение оформляется в оперативном журнале персонала, в оперативном управлении которого находится система (оборудование), журнале распоряжений или другой, специально предназначенной для этого оперативной документации, находящейся на рабочем месте начальника смены подразделения.

5.1.7.8 Вывод из работы (резерва) оборудования, защит или блокировок осуществляется по заявкам, которые подаются и рассматриваются в установленном на АС порядке и оформляются в журнале заявок, который должен находиться, как правило, на рабочем месте оперативного персонала, в оперативном ведении которого находится соответствующее оборудование.

Заявки подаются руководителем (уполномоченным представителем) подразделения, за которым закреплено соответствующее оборудование или руководителем (уполномоченным представителем) подразделения, ответственного за ремонт и техническое обслуживание данного оборудования.

Если заявка подается подразделением, ответственным за ремонт и техническое обслуживание оборудования или технологических защит и блокировок, то необходимо согласование такой заявки

руководителем (уполномоченным представителем) подразделения, за которым закреплено соответствующее технологическое оборудование.

При проведении переключений по выводу оборудования из работы (резерва) и вводу его в работу (резерв) в оперативном журнале персонала, в оперативном управлении которого находится это оборудование, делается ссылка на разрешенную заявку.

Перечни руководителей (уполномоченных лиц) подразделений, за которыми закреплено оборудование и подразделений, ответственных за ремонт и техническое обслуживание оборудования, должны находиться на рабочих местах оперативного персонала, в оперативном ведении которого находится соответствующее оборудование.

5.1.7.9 Бланки переключений составляются на основании оперативных технологических и электрических схем, инструкций по эксплуатации, программ и методик испытаний, противоаварийной документации и типовых бланков переключений.

Форма бланков переключений, порядок их заполнения и работы по ним должны быть указаны в инструкции АС по оперативным переключениям.

5.1.7.10 Для часто повторяющихся переключений на АС могут применяться заранее составленные типовые программы работ, типовые бланки переключений.

Типовые бланки переключений могут использоваться для составления рабочих бланков переключений с учетом реального состояния систем и оборудования на момент начала переключений.

Типовые бланки переключений и программы работ должны пересматриваться не реже одного раза в три года и корректироваться в связи с модернизацией, изменением инструкций, схем, защит, блокировок и автоматики.

Типовые бланки переключений и типовые программы работ могут оформляться как приложения к инструкциям по эксплуатации систем и оборудования, пересматриваться и корректироваться вместе с ними.

5.1.7.11 В программах и бланках переключений должны быть установлены порядок и последовательность операций при проведении переключений.

5.1.7.12 Переключения по бланкам переключений должны выполнять не менее двух лиц, из которых одно является контролирующим.

Контролирующим, как правило, должен быть старший по должности работник из оперативного персонала. Ответственность за правильность переключений возлагается на исполнителя и контролирующего переключения.

5.1.7.13 В распоряжении о переключениях должны быть указаны цель переключений и последовательность операций с необходимой степенью детализации.

Исполнителю переключений должно быть одновременно выдано не более одного задания на проведение оперативных переключений, содержащего операции одного целевого назначения.

5.1.7.14 При ликвидации технологических нарушений, нарушений в работе оборудования разрешается производить переключения без программ, бланков переключений и разрешений на переключения по распоряжению лица, ответственного за ликвидацию нарушения, с последующей записью в оперативном журнале после ликвидации нарушения.

При необходимости по распоряжению лица, ответственного за ликвидацию нарушения, такие переключения могут выполняться единолично.

5.1.7.15 Запрещается начинать плановые оперативные переключения за полчаса до окончания смены и в первые полчаса после приёма смены.

Допускается начинать переключения за полчаса до окончания смены и в первые полчаса после приёма смены по особому распоряжению главного инженера (заместителя главного инженера) АС, а также в аварийных ситуациях

5.1.7.16 Типовые бланки и программы переключений должны храниться наравне с другой оперативной документацией.

Сроки хранения использованных бланков переключения и программ устанавливаются инструкцией по хранению служебной документации АС.

5.1.7.17 По программам выполняются следующие работы:

- не предусмотренные инструкциями по эксплуатации систем и оборудования или специально в них оговоренные;
- ядерно-опасные работы;

- особо радиационно-опасные работы;
- гидравлические, пневматические испытания оборудования и трубопроводов;
- специальные испытания систем и оборудования;
- периодические эксплуатационные испытания систем и оборудования;
- пусконаладочные испытания систем и оборудования на сооружаемых энергоблоках АС;
- испытания систем и оборудования на действующих блоках после монтажа, реконструкции или модернизации;
- проверки и испытания новых нетрадиционных способов эксплуатации систем и оборудования;
- ввод в работу или в резерв основного оборудования после монтажа, реконструкции или модернизации;
- сложные, ответственные или потенциально-опасные переключения в технологических и/или электрических схемах.

5.1.7.18 В программах переключений должны быть указаны:

- цель выполнения переключений и объект переключений;
- условия выполнения работ (исходное состояние, подготовка, включая целевой инструктаж, меры безопасности с учётом записанных в инструкции по эксплуатации или программе и методике испытаний, ограничения со стороны смежных систем по режимам работы, получение разрешения, уведомление о начале переключений);
- необходимость составления бланков переключений;
- мероприятия по подготовке к выполнению переключений;
- руководитель работ по переключениям;
- контролирующие лица за проведением переключений на каждом этапе (на конкретном оборудовании);
- персонал, непосредственно осуществляющий переключения;
- необходимость инструктажа персонала;
- последовательность выполнения переключений с указанием положения запорной арматуры, регулирующих органов и элементов технологических защит, блокировок и автоматики;

- действия персонала при возникновении предаварийной, аварийной ситуации или положения, угрожающего жизни людей и целостности оборудования;
- описание конечного состояния объекта после окончания работ по переключениям;
- критерии оценки выполнения программы.

5.1.7.19 В бланке переключений должны быть указаны:

- объект переключений;
- время начала и окончания переключений;
- условия, необходимые для проведения переключений;
- меры безопасности (при необходимости, с учётом записанных в инструкции по эксплуатации или программе и методике испытаний);
- контролирующие лица;
- сведения о персонале, выполняющем переключения переключений (должность, фамилия);
- последовательность производства переключений;
- конечное состояние (положение запорной и регулирующей арматуры после окончания переключений).

5.1.7.20 Вывод-ввод защит и блокировок основного оборудования и оборудования, важного для безопасности, осуществляемый с помощью ключей, расположенных на пультах и панелях щитов управления выполняет оперативный персонал технологического цеха под контролем вышестоящего оперативного персонала с разрешения НС АС по распоряжению НСБ (НСО). В остальных случаях метод ввода-вывода защит определяет НС ТАИ, в соответствии с инструкцией по «Вводу-выводу защит».

5.1.7.21 Вывод из работы защит, блокировок или сигнализации работающего или находящегося в резерве технологического оборудования, не предусмотренный инструкциями по эксплуатации, должен осуществляться по разрешенным заявкам.

5.1.7.22 Переключения в цепях защит и блокировок оборудования, отключение которого не приводит к изменению мощности блока и не влияющего на безопасность (вспомогательного оборудования), выполняет оперативный персонал ЦТАИ с разрешения лица, в оперативном управлении которого находится оборудование.

5.1.7.23 При работе энергоблока на мощности цепи сигнализации должны находиться постоянно в работе. Обесточивание участков технологической сигнализации допускается кратковременно для поиска «земли», замены неисправных ячеек сигнализации.

Переключения в цепях технологической сигнализации на щитах управления (включение, отключение автоматов питания участков сигнализации, отключение цепей сигнализации от измерительных приборов, замена ячеек сигнализации, выдача сигналов для проверки работоспособности цепей сигнализации, отключение, включение рубильников цепей сигнализации электрифицированной арматуры в сборках задвижек), производятся оперативным персоналом ЦТАИ с разрешения лица, в оперативном управлении которого находится оборудование.

5.2 Эксплуатация энергоблока в состоянии «работа на мощности»

Основной обязанностью оперативного персонала при эксплуатации энергоблока АЭС является соблюдение эксплуатационных пределов и условий.

Эксплуатационные пределы указаны для условий работы ЭБ в базовом режиме несения нагрузки.

Состояние ЭБ «работа на мощности» характеризуют следующие условия и параметры:

- мощность реактора в диапазоне от 1 до 100 % $N_{ном}$. Положение рабочей группы ОР СУЗ соответствует допустимому и рекомендованному положению рабочей 12 группы ОР СУЗ в стационарных состояниях реактора;
- концентрация борной кислоты в первом контуре текущая, соответствующая мощности реактора и положению ОР СУЗ;
- технологические параметры не превышают значений, указанных в таблице 2.5.1.

Работа на мощности является основным состоянием ЭБ в котором допускается длительная работа ЭБ:

- на номинальном уровне мощности (или менее номинального) с четырьмя включенными ГЦНА;
- с неполным числом петель первого контура (с неполным количеством включенных ГЦНА) на пониженных уровнях мощности.

При этом в соответствии с требованиями, накладываемыми на экс-

платацию ТВС со стороны завода-изготовителя, существуют следующие ограничения.

Допустимое количество циклов нагружения ТВС приведены в данной таблице 5.2.1.

Наименование режима	Количество циклов за срок службы ТВС
1 Проектные режимы категории 1	
1.1 Стационарный режим работы на номинальном уровне мощности (с учетом изменения частоты в сети в интервале 49,0 – 51 Гц), в том числе колебания мощности $\pm 1 \% N_{НОМ}$ со скоростью $1 \% N_{НОМ}/с$	неограниченно
1.2 Группа режимов пуска из «горячего состояния» до $N_{НОМ}$: - подъем тепловой мощности после перегрузки с учетом работы на мощностном эффекте в конце предыдущей кампании; - вывод реактора на номинальную мощность после кратковременной остановки; - снижение тепловой мощности со 100 до 50 % $N_{НОМ}$, длительная (более двух недель) выдержка на промежуточной мощности и последующий подъем мощности реактора до 100 % $N_{НОМ}$; - кратковременное снижение мощности до нижней границы регулировочного диапазона (20 % $N_{НОМ}$) с последующим подъемом мощности реактора до 100 % $N_{НОМ}$ (до 50% $N_{НОМ}$ со скоростью 3% $N_{НОМ}/мин$, от 50 до 100 % $N_{НОМ}$ со скоростью 1 % $N_{НОМ}/мин$).	250 (суммарно для всей группы режимов)
1.3 Ступенчатый наброс тепловой мощности на + 20 % $N_{НОМ}$ ¹⁾	20
1.4 Включение ГЦНА в соответствии с регламентом	45 (на каждый ГЦНА)
1.5 Ступенчатый режим маневрирования мощностью ³⁾ : - разгрузка со 100 до 75 % электрической (до 80 % тепловой) мощности с регламентной скоростью (не более 3 % $N_{НОМ}/мин$ тепловой мощности); - работа на уровне мощности 75% электрической (80 % тепловой) в течение 6-12 ч.	200 раз в год

Наименование режима	Количество циклов за срок службы ТВС
- подъем мощности до 100 % $N_{ном}$ с регламентной скоростью (не более 1 % $N_{ном}/мин$ тепловой мощности). - работа на уровне мощности 100 % $N_{ном}$ в течение 12-18 ч.	
2 Проектные режимы категории 2	
2.1 Неуправляемое извлечение группы органов регулирования на мощности	2
2.2 Ошибка оператора при подавлении ксеноновых колебаний	1
2.3 Неправильная загрузка и эксплуатация тепловыделяющих сборок в этом положении ²⁾	1
2.4 Непреднамеренное разбавление борной кислоты в теплоносителе первого контура	3
<p>¹⁾ реализуется одной ступенью, если текущее значение тепловой мощности не превышает 50 % $N_{ном}$, двумя ступенями по 10 % $N_{ном}$ с выдержкой между ними в течение не менее трех часов, если текущее значение мощности не превышает 80 % $N_{ном}$ и четырьмя ступенями по 5 % с выдержкой между ними не менее трех часов, если текущее значение мощности превышает 80 % $N_{ном}$, со скоростью, обеспечиваемой системой регулирования реактора.</p> <p>²⁾ Пригодность использования ТВС для дальнейшей эксплуатации после режима по п. 2.3 определяется комиссией из представителей Заказчика, Поставщика и уполномоченных ими организаций.</p> <p>³⁾ В данном цикле не учитываются случаи:</p> <ul style="list-style-type: none"> - разгрузка менее и более 20% по тепловой мощности от номинальной. - работа на уровне 80% тепловой мощности в течение времени менее 6ч и более 12 ч 	

Для предотвращения повреждения ТВЭЛ при нарушении в управлении реактивностью и мощностью и ограничения повреждения ТВЭЛ при авариях, сопровождающихся вводом положительной реактивности и ростом мощности реактора, должны быть приняты меры для ограничения выхода тепла и подавления положительной реактивности.

Допустимые скорости изменения мощности реактора приведены в таблице 5.2.2

Наименование параметра	Значение	
Диапазон изменения мощности, % $N_{\text{НОМ}}$	до 50	от 50 до 100
Скорость изменения мощности, % $N_{\text{НОМ}}/\text{мин}$	не более 3	не более 1
<p>Примечания</p> <p>1 Подъем мощности реактора после его длительной (более 2-х недель) работы на промежуточном уровне мощности (не менее 50% $N_{\text{НОМ}}$), а также после перегрузки при работе реактора на мощностном эффекте реактивности в конце предыдущей кампании, а также при подключении неработающей петли должен производиться со средней скоростью:</p> <ul style="list-style-type: none"> - при подъеме мощности до 50 % $N_{\text{НОМ}}$ – со средней скоростью не более 3 % $N_{\text{НОМ}}/\text{мин}$; - при подъеме мощности от 50 до 80 % $N_{\text{НОМ}}$ – со средней скоростью не более 10 % $N_{\text{НОМ}}/\text{ч}$; - при подъеме мощности от 80 до 100 % $N_{\text{НОМ}}$ – со средней скоростью не более 1 % $N_{\text{НОМ}}/\text{ч}$. <p>Средняя скорость подъема мощности в диапазоне от 50 до 100 % $N_{\text{НОМ}}$ должна обеспечиваться ступенчатым подъемом мощности на 2 – 4 % $N_{\text{НОМ}}$ со скоростью до 2 % $N_{\text{НОМ}}/\text{мин}$ с последующей выдержкой.</p> <p>2 Скорость планового снижения мощности реактора не должна превышать 3 % $N_{\text{НОМ}}/\text{мин}$.</p> <p>Оператор должен переключить защиты АЗ, ПЗ-1, ПЗ-2 по скорости увеличения мощности реактора в «Режим 2».</p> <p>При отсутствии условий, указанных в данном примечании оператору разрешается выбрать для защит по скорости увеличения мощности реактора «Режим 1».</p>		

Скорости изменения мощности могут изменяться как от ЭЧСР при работе АРМ в режиме «Т», так и от АРМ при работе его в режиме «Н».

При изменении скорости увеличения мощности энергоблока мощность задается ВИУТ в задатчике с точностью до десятых МВт (рисунок 5.2.1).

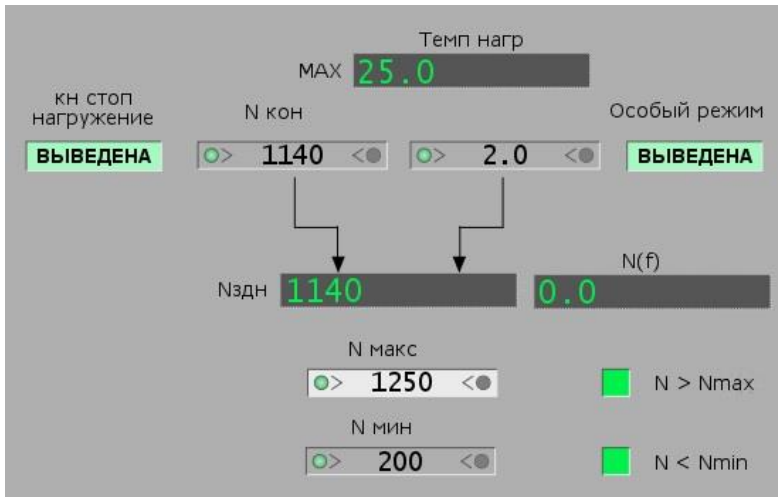


Рисунок 5.2.1 – Задатчик мощности на видеокадре ЭЧСР

При задании мощности в АРМ скорость изменения мощности задается в диапазоне от 1 до 3% Nном (рисунок 5.2.2).

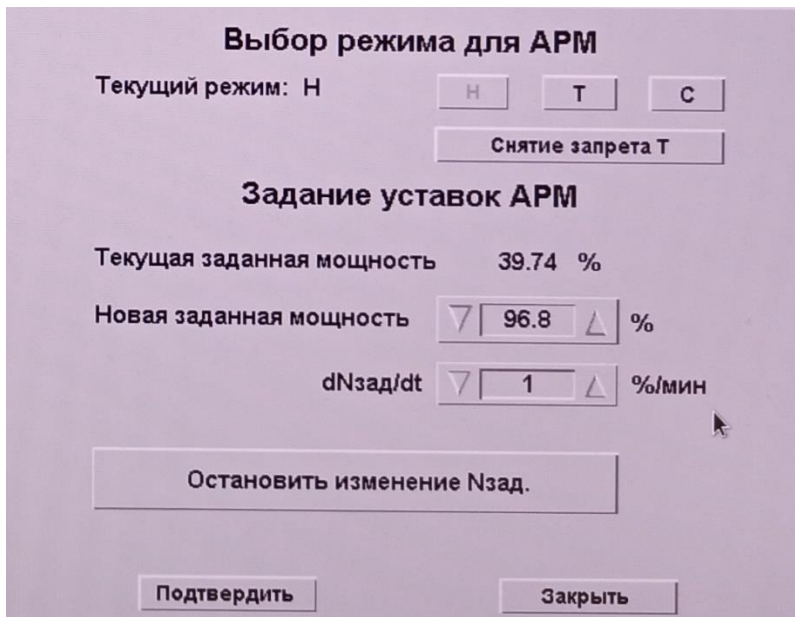


Рисунок 5.2.2 – Часть видеокадра СГИУ с задатчиком АРМ

При работе АРМ должен обеспечивать поддержание заданного значения давления во втором контуре (паровом коллекторе) с зоной нечувствительности регулятора не более $\pm 0,05$ МПа и поддержание уровня плотности потока нейтронов с зоной нечувствительности не более ± 1 % от номинального значения, в зависимости от работы АРМ.

Сохранение оборудования в работоспособном состоянии предусмотренном проектантом, на протяжении всего периода является важнейшей задачей эксплуатации. С этой целью для поддержания ВХР 2 контура, описанного в разделе 2.7.3 операторы обязаны соблюдать регламент постоянной и периодической продувки ПГ.

При этом должно быть исключено влияние продувки отдельных ПГ друг на друга, а также забивание продувочных линий шламом.

Продувка каждого ПГ осуществляется из «солевого» отсека холодного торца через патрубок Ду50 и из объединенной линии продувки (из четырех патрубков Ду50 корпуса и четырех штуцеров Ду32 коллекторов теплоносителя первого контура ПГ) рисунок 5.2.3.

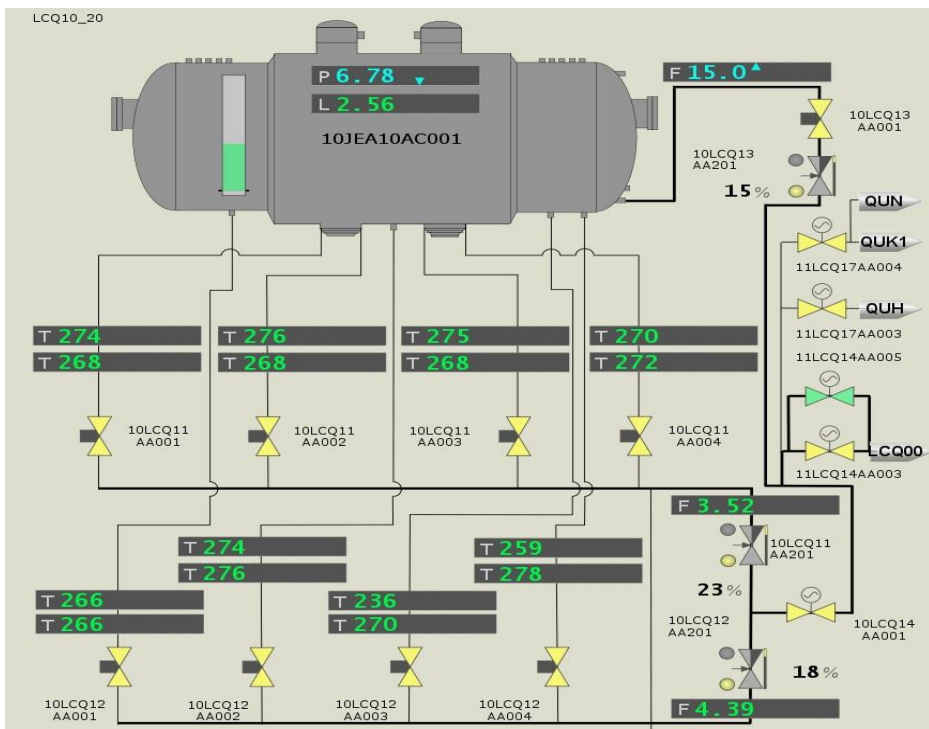


Рисунок 5.2.3 – Видеоклад системы продувки LCQ

Максимальный расход продувочной воды по линии продувки Ду50 из «солевого» отсека каждого ПГ (для одного, двух или трех ПГ) составляет 40 т/ч.

Непрерывная продувка каждого ПГ из «солевого» отсека составляет до 15 т/ч, а из объединенной линии продувки каждого ПГ для поддержания трубопроводов объединенной линии продувки в «горячем» состоянии - до 5 т/ч.

Периодическая продувка каждого ПГ выполняется из объединенной линии продувки. При этом максимальный расход из каждого патрубка Ду50 корпуса составляет 20 т/ч, а суммарный расход продувочной воды от четырех штуцеров Ду32 коллекторов теплоносителя первого контура 20 т/ч.

Периодическая продувка позволяет осуществлять вывод продувочной воды либо от всех четырех патрубков Ду50 и четырех штуцеров Ду32 одновременно, либо от каждого патрубка Ду50 в отдельности, либо от четырех или двух штуцеров Ду32 одновременно, либо в любом из указанных сочетаний. При этом должны быть приняты варианты расходов продувочной воды по отдельным линиям, приведенным в таблице 5.2.3.

Таблица 5.2.3 – Расходы продувочной воды по отдельным линиям

Расход, т/ч			
Линия продувки из «солевого» отсека	Объединенная линия продувки		
	От патрубков Ду50 нижней образующей корпуса	От двух штуцеров Ду32 «горячего» коллектора	От двух штуцеров Ду32 «холодного» коллектора
до 15	до 5		
до 35	-	-	-
до 15	до 20 ¹⁾	-	-
до 15	-	до 10 ²⁾	до 10 ²⁾
до 15	до 20 ²⁾		

¹⁾ Продувка от патрубков Ду50 нижней образующей корпуса должна быть организована таким образом, чтобы имелась возможность вывода продувочной воды, как от всех четырех патрубков одновременно, так и от каждого в отдельности.

²⁾ Продувка от штуцеров Ду32 коллекторов должна быть организована таким образом, чтобы имелась возможность вывода продувочной воды, как от четырех или двух штуцеров одновременно, так и от каждого штуцера в отдельности (до 5 т/ч).

Периодическая продувка осуществляется как одного ПГ, так и четырёх ПГ одновременно. При одновременной продувке всех ПГ суммарный расход продувочной воды от каждого ПГ составляет до 35 т/ч. В переходных, пусковых режимах эксплуатации и при отклонениях качества продувочной воды от норм продувка из «солевого» отсека каждого ПГ увеличивается до 35 т/ч.

Продувку в базовом режиме вести следующим образом:

- на ПГ, который подвергается периодической продувке:
 - 1) поочередно увеличивать расход продувки в каждом из четырех штуцеров Ду 32 до 10 т/ч;
 - 2) поочередно увеличивать расход продувки в каждом из четырех патрубков Ду 50 до 25 т/ч;
 - 3) в этот период продувку из «солевого» отсека вести с расходом до 30 т/ч;
- на остальных ПГ, осуществляется непрерывная продувка:
 - 1) из всех штуцеров Ду 32 с расходом до 5 т/ч;
 - 2) из всех патрубков Ду 50 с расходом до 5 т/ч;
 - 3) из «солевого» отсека с расходом 15 т/ч.

Затем циклически перейти к периодической продувке следующего по очереди ПГ.

При нарушении показателей ВХР установить на всех ПГ (включая ПГ, на котором выполнялась периодическая продувка) следующие расходы продувки:

- из «солевого» отсека с повышенным расходом 25 т/ч;
- из всех штуцеров Ду 32 (карманов коллекторов) до 5 т/ч;
- из всех патрубков Ду 50 (на днище корпуса) до 5 т/ч.

После восстановления показателей качества воды ПГ вернуться к алгоритму продувки в базовом режиме.

Периодичность и длительность включения продувки ПГ определяются регламентом работы системы продувки

При отклонении нормируемых показателей качества продувочной воды из «солевых» отсеков ПГ от допустимых значений в пределах

первого и второго уровней расход продувочной воды из этих отсеков должен быть увеличен до максимально возможного. При этом допускается временное прекращение периодической продувки до восстановления качества продувочной воды до нормируемых значений.

При переходных и пусковых режимах эксплуатации РУ расход продувочной воды должен поддерживаться на максимально возможном уровне с целью достижения нормируемых показателей качества рабочей среды. Так как согласно теории распределения примесей, в парогенерирующем оборудовании (ПГВ-1000) экспериментально показано, что на расстоянии порядка 100 мкм от теплообменных труб в зависимости от коэффициента диффузии, растворимости в паре и др. при повышении тепловой мощности и работе РУ на номинальном уровне мощности происходит концентрирование примесей до значений, превышающих их содержание в объеме ПГ на несколько порядков. Это явление, известное в литературе как «hide-out» (хайдаут), или явление прятанья и выброса примесей. Снижение содержания примесей первого и второго типа в объеме ПГ при повышении тепловой мощности РУ и работе на номинальной мощности обусловлено их концентрированием в вязком подслое вблизи теплообменной поверхности. При этом их максимальная концентрация наблюдается на стенке ТОТ. При достижении уровня предела растворимости происходит осаждение растворенных примесей на теплопередающей поверхности. При повышении тепловой мощности РУ и работе на номинальной мощности частички шлама размером, меньше, ведут себя как растворенная примесь, и максимум их концентрации находится на стенке ТОТ. После отключения ГЦН (уменьшения плотности теплового потока) шлам выходит из вязкого подслоя в макрообъем рабочего тела и осаждается на верхних образующих труб и на нижней образующей парогенератора в течение от минут до нескольких часов в зависимости от размера частиц.

Удаление шлама из ПГ в процессе планового останова энергоблока после отключения ГЦН с использованием усиленной периодической продувки через дренажный патрубок Ду100 является эффективным методом вывода нерастворенных примесей из ПГ.

Перед остановом РУ на срок более трех суток с целью консервации оборудования второго контура должна проводиться обработка рабочей среды реагентами. При кратковременных остановах РУ на срок до трех суток обработка рабочей среды для консервации обо-

рудования второго контура может не проводиться.

Общий порядок выполнения операций, связанных с безопасностью при подъеме мощности реактора.

Подъем мощности реактора выше МКУ и снижение мощности до МКУ выполняется в соответствии с требованиями и установленным порядком выполнения операций на оборудовании и системах энергоблока приведенными в Инструкции по эксплуатации реакторной установки.

При подъеме мощности реактора выше минимально контролируемого уровня мощности выполняются следующие этапы работ:

- подъем тепловой мощности реактора до 25 – 40 % от номинальной;
- пуск турбины и набор мощности согласно ИЭ ТГ;
- подъем тепловой мощности реактора до номинальной.

Увеличение мощности реактора проводится с помощью изменения положения рабочей (регулирующей) группы ОР СУЗ с ее корректировкой, в случае необходимости, изменением содержания борной кислоты в теплоносителе первого контура.

Перед увеличением мощности реактора выставить уставки АКНП по АЗ в соответствии с новым заданным уровнем (Nзад + 7 % Nном). В процессе подъема мощности реактора выше 1% Nном проконтролировать переход обоих комплектов АКНП в рабочий линейный диапазон (РД2).

При заданном изменении мощности реактора своевременно переключать уставки АКНП на блоке задания уставок (БКЦ-01) рисунок 5.2.4. Уставки АЗ по уровню нейтронной мощности в рабочем диапазоне для каждого канала АКНП выставляются согласно формуле:

$$P_y = P_t + d, \%N_{ном}.$$

где,

- P_y – значение уставки на срабатывание АЗ;
- P_t – текущее показание нейтронной мощности в канале АКНП;
- d – запас до срабатывания АЗ, равный 7%Nном при работе на 4-х петлях и 10%Nном при работе на 3-х и 2-х петлях.



Рисунок 5.2.4 – Блок задания уставок (БКЦ-01) и его расположение на пульте ВКУР

Останов реактора оператором в случаях нарушения условий безопасной эксплуатации обеспечивается воздействием на ключи «Аварийная защита», расположенные на пультовой части и на панелях РПУ.

В каждом комплекте сигнал аварийной защиты формируется по следующим параметрам:

- команда оператора «Аварийная защита» с БПУ;
- команда оператора «Аварийная защита» с РПУ;
- период реактора менее 10 с;
- нейтронная мощность реактора более допустимой величины, которая устанавливается оператором в диапазоне источника, пусковом или рабочем диапазоне, или при достижении нейтронной мощностью в рабочем диапазоне величины более 107% от номинальной («жестко» защита уставка);
- превышение нейтронной мощности реактора допустимой величины («скользящая» уставка);
- превышение допустимой величины нейтронной мощности реактора в зависимости от количества работающих ГЦНА (переменная уставка);
- по технологическим параметрам.

Так же в аппаратуре СУЗ-УСБТ происходит формирование и срабатывание защиты по скользящей уставке увеличения мощности нейтронного потока, которая должна изменяться в диапазоне от 7% $N_{ном}$ до 107% $N_{ном}$.

Величина скользящей уставки по нейтронной мощности должна превышать текущее значение на 100% номинальной мощности на 7% $N_{ном}$, при этом на любом пониженном уровне мощности она рассчитывается в соответствии с таблицей 5.2.4

Скорость изменения скользящей уставки при увеличении мощности в зависимости от уровня мощности приведена на рисунке 5.2.5 и в таблице 5.2.4.

При снижении мощности скорость снижения скользящей уставки составляет 0,5 % $N_{ном}/с$.

Основное назначение скользящей уставки это соблюдение скорости увеличения мощности указанной в таблице 5.2.2

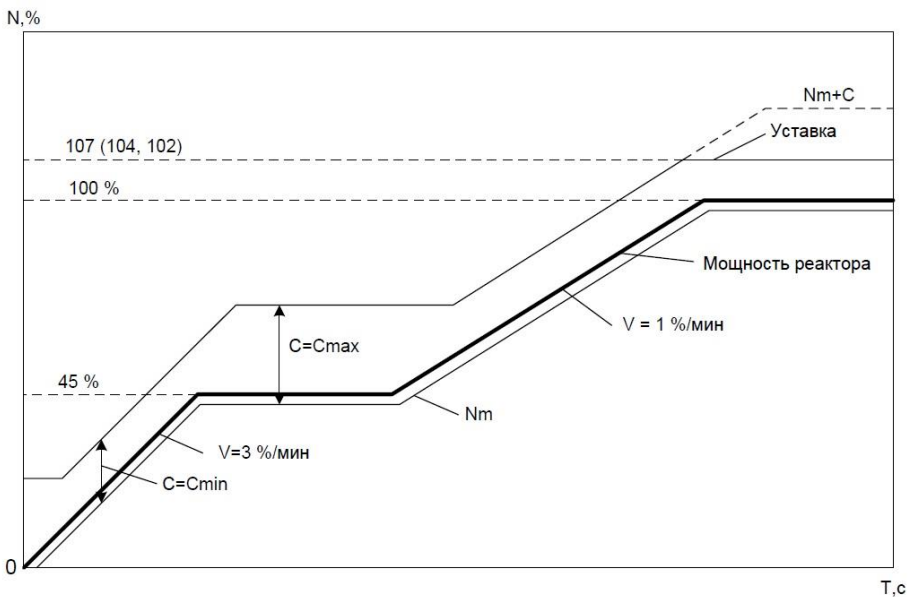


Рисунок 5.2.5 – Изменение скользящей уставки

Изменение значения скользящей уставки при увеличении мощности с 0 до 100 % с допустимыми скоростями, при этом значения сигнала C приведено в следующей таблице 5.2.4.

Таблица 5.2.4 – Значения сигнала С при изменении значения скользящей уставки при увеличении мощности с 0 до 100 % с допустимыми скоростями

Граничные значения сигнала С Алгоритм	Параметр C_{\min} , % Нном	Параметр C_{\max} , % Нном
ПЗ-2	4	11
ПЗ-1	6	13
АЗ	9	16

Контроль скользящей уставки ВИУРом осуществляется на видеокадрах СВБУ (рисунок 5.2.6)

Усредн. I компл.		Скольз. уставки		Усредн. II компл.		Скольз. уставки							
N=	99.62	АЗ	E=	107.0	N=	99.56	E=	106.9					
T=	0.0		F=	107.0	T=	499.5	F=	106.9					
r=	0.0000		G=	106.9	r=	-0.0000	G=	106.9					
				ПЗ-1					ПЗ-1				
					E=	104.0					E=	103.9	
					F=	103.9					F=	104.0	
				ПЗ-2					ПЗ-2				
					G=	104.0					G=	104.0	
					E=	102.0					E=	101.9	
				F=	101.9					F=	102.0		
				G=	102.0					G=	102.0		
I комплект РД2					II комплект РД2								

Рисунок 5.2.6 – Контроль скользящей уставки на ВК СВБУ

Подпитка ПГ должна быть непрерывной. Подача питательной воды в ПГ при пуске блока (до уровня 3 – 4 % Нном.) осуществляется от ВПЭН через пусковые регулирующие клапаны.

На уровне мощности порядка 3 – 4 % Нном к работе подключаются ПЭН и после полного открытия пускового регулирующего клапана к работе подключаются штатные регулирующие клапаны. По мере увеличения мощности РУ и увеличения расхода питательной воды на ПГ проконтролировать работу в автоматическом режиме основных регуляторов подпитки LAV30-60AA001, проконтролировать прикрытие до 50 % и включение стерегущего режима пусковых регуляторов подпитки LAV30-60AA201.

При эксплуатации РУ на мощности должно автоматически поддерживаться номинальное давление пара на выходе из парового коллектора ПГ равное $(6,9 \pm 0,1)$ МПа. Максимальная паропроизводительность ПГ – 1714 т/ч. Влажность генерируемого пара на выходе из парогенератора при уровне воды в ПГ (2700 ± 50) мм (получен-

ная при проведении сепарационных испытаний), должна быть не более 0,2 % (масс).

Влажность пара определяется на мощности 100 % $N_{ном}$ в следующих случаях:

- при испытаниях энергоблока перед сдачей его в эксплуатацию с целью подтверждения проектных теплотехнических характеристик;
- периодически, при необходимости, в ходе эксплуатации, по специальной программе с использованием системы КУП-КВПП-1200. Нормируемая влажность пара на выходе из ПГ должна обеспечиваться поддержанием уровня в ПГ. Колебания уровня воды в ПГ в стационарном режиме не должны превышать ± 50 мм. На уровне мощности от 0 до 95% от номинального значения требуемая влажность пара обеспечивается в диапазоне изменения уровня до + 150 мм от номинального значения. При мощности от 95 до 100% $N_{ном}$ требуемая влажность пара обеспечивается при номинальном значении уровня воды с допуском ± 50 мм;
- при изменении проектных теплотехнических характеристик ПГ;
- при появлении косвенных признаков повреждения внутрикорпусных устройств ПГ, влияющих на влажность пара;
- после возможных реконструкций внутрикорпусных устройств ПГ, влияющих на влажность пара.

Перед пуском турбины тепловая мощность реактора может быть увеличена до 40% $N_{ном}$. Давление пара в ГПК поддерживать степень открытия БРУ-К на конденсатор турбины в автоматическом режиме.

На уровне мощности реактора 30-35% от номинальной (допускается до 40% со сбросом пара через БРУ-К) выполнить толчок ротора турбины. В процессе разворота турбины контролировать:

- отсутствие задеваний в проточной части,
- поддержание постоянного давления в ГПК,
- поддержание номинальных уровней в ПГ,
- параметры турбоагрегата.

Не допускается пуск и работа турбины на мощности с неисправными обратными клапанами на трубопроводах регенеративных отборов. Во время эксплуатации турбоагрегата за состоянием обратных клапанов отборов должен быть установлен тщательный контроль.

Разрешается работа турбины на холостом ходу в течение 24 часов при пуске турбины из холодного состояния для проведения электрических испытаний генератора после монтажа или капитального ремонта. Продолжительность работы на холостом ходу или нагрузке собственных нужд после сброса не должна превышать 45 минут.

Включение турбогенератора в сеть разрешается, если:

- питание ПГ осуществляется от ПЭН;
- САР ТГ в работе;
- давление пара в ГПК равно номинальному значению;
- суммарный расход свежего пара через БРУ-К в конденсаторы турбины обеспечивает взятие установочной нагрузки.

На уровне мощности реактора 40% от номинальной провести синхронизацию и включение генератора в сеть. Выполнить нагружение ТГ до 100-300 МВт. Нагружение ТГ при этом происходит за счет закрытия БРУ-К.

Допускается работа турбины с нагрузкой собственных нужд при давлении в конденсаторе не более 6,8 кПа (0,07 кгс/см²) в течение 45 минут, после чего турбина должна быть остановлена либо нагружена, так как работа в данном режиме ведет к разогреву выхлопов турбоагрегата.

При потере работоспособности основного и резервного ВК СВРК, но при полностью работоспособном ПТК НУ допускается выход на мощность до 50% от номинальной и работа на мощности не более 2 суток. Контроль параметров реактора выполняется с помощью ПТК НУ, СВБУ, АКНП и др.-

Выполнить подъем мощности ЭБ до разрешенного уровня. Стабилизировать параметры первого и второго контуров. После отработки реактором не менее одного часа на стабильном уровне мощности провести анализ:

- распределения энерговыделений по высоте активной зоны;
- температур на выходе из ТВС;
- неравномерности энерговыделений по объему активной зоны.

Нормальная работа РУ обеспечивается при изменении величины напора ГЦНА в пределах (0,624+0,025) МПа.

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, работающем совместно с САР турбины. Должно быть обеспечено автоматическое согласование режимов работы АРМ и САР ТГ.

Допускается проводить поддержание и изменение мощности с помощью дистанционного управления в соответствии с требованиями настоящего регламента и инструкций по эксплуатации систем и оборудования. Допускается проводить подъем мощности реактора с помощью дистанционного управления при работе основных автоматических регуляторов энергоблока.

Снижение мощности реактора до МКУ выполняется поддерживая постоянным давление в ГПК (6,7 – 6,9) МПа.

При изменении мощности ЭБ контролировать:

- скорость изменения мощности реактора;
- синхронность движения и отсутствие застревания ОР СУЗ рабочей (управляющей) группы;
- соответствие положения рабочей (управляющей) группы мощности реактора;
- нормальную работу основных регуляторов ЭБ и основные параметры первого и второго контуров.

После окончания изменения мощности ЭБ стабилизировать мощность на достигнутом уровне. Зафиксировать параметры: показания приборов АКНП, положение всех ОР СУЗ, значение концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура, температуру теплоносителя первого контура и давление в первом контуре

Правила и основные приемы безопасной эксплуатации при работе реактора на мощности

Для обеспечения необходимой разности температур между водой холодной нитки петли первого контура и подпиточной водой менее 30°С запрещается превышать расход подпитки над расходом продувки более 14 м³/час.

При мощности реактора более 75 % $N_{ном}$ в работе должна быть система УПЗ.

Допустимые скорости изменения мощности реактора при нормальной эксплуатации приведены в таблице 5.2.2.

Запрещается одновременное открытие во время проверки двух последовательно расположенных арматур на линиях системы аварийного газоудаления КТР.

При работе на мощности вся арматура системы дренажа U-образных участков ГЦТ должна находиться в закрытом состоянии и электросхемы должны быть разобраны.

В процессе эксплуатации реактора при Р1к более 6,37 МПа запрещается одновременное открытие арматуры на двух байпасных линиях обратных клапанов пассивной части САОЗ.

Во всех случаях непланового останова, в том числе, и после срабатывания АЗ необходимо начать ввод борной кислоты в первый контур. Если концентрация борной кислоты после стабилизации температуры и давления в первом контуре оказалось не ниже значения, обеспечивающего подкритичность реактора не менее 1 % (без учета погруженных в активную зону ОР СУЗ), ввод борной кислоты прекратить.

На работающем реакторе должен осуществляться контроль герметичности оболочек твэлов посредством периодического контроля активности реперных радионуклидов ^{131}I - ^{135}I в теплоносителе первого контура. По результатам КГО на работающем реакторе определяется объем КГО на остановленном реакторе.

При величине активности суммы йодов менее $7,4 \times 10^6$ Бк/кг или ^{131}I менее $3,7 \times 10^5$ Бк/кг контроль проводить не реже одного раза в неделю. При активности суммы йодов, превышающей величину $7,4 \times 10^6$ Бк/кг или активности ^{131}I более $3,7 \times 10^5$ Бк/кг, измерения проводить ежедневно.

Необходимо осуществлять регулярный контроль протечек теплоносителя первого контура из первого контура во второй контур через неплотности в парогенераторах. При протечке ПГ менее 0,5 кг/ч контроль данного ПГ проводить не реже одного раза в неделю; при значениях протечки от 0,5 кг/ч до 2 кг/ч контроль всех ПГ осуществлять ежедневно.

Периодически осуществлять отбор пробы теплоносителя первого контура синхронно (в пределах не более 30 мин) с пробой продувочной воды из «солевого» отсека каждого ПГ. В отобранных пробах определять удельную активность реперных радионуклидов: ^{131}I , ^{132}I , ^{133}I , ^{134}I , ^{135}I , ^{24}Na , ^{42}K и по их значениям производить оценку величины протечки теплоносителя 1-го контура во второй для каждого ПГ (в виде доверительного интервала $[G_{\min}; G_{\max}]$) и приведенной удельной активности радионуклида ^{131}I . При значении приведенной удельной активности радионуклида ^{131}I менее 37 Бк/кг контроль данного ПГ проводить не реже одного раза в неделю; при значениях приведенной удельной активности радионуклида ^{131}I от 37 Бк/кг до 370 Бк/кг контроль всех ПГ осуществлять ежедневно.

Воздушные затворы СПОТ JNB51, 52, 53, 61, 62, 63, 71, 72, 73, 81, 82, 83AA001, 002, 003 должны находиться в закрытом положении, запорная арматура на паро-конденсатном тракте СПОТ JNB50, 60, 70, 80AA001, 002, 003, 004 должна находиться в открытом положении. Приводы регулирующих устройств расхода охлаждающего воздуха JNB51, 52, 53, 61, 62, 63, 71, 72, 73, 81, 82, 83AA004 подключены ко второму контуру.

Должна осуществляться постоянная продувка газового объема барботера по проектной схеме. Содержание водорода в газовом объеме барботера не должно превышать нормированной величины (3 % объемных).

При работе ЭБ на мощности должны быть постоянно прогреты паропроводы собственных нужд от ПРК и от БРУ-СН до коллектора пара собственных нужд.

Допускается длительная работа ЭБ при отключенных ПВД. При изменении нагрузки в диапазоне 30-100% Нном допускается работа ПГ при постоянной температуре питательной воды в соответствии с таблицей 5.2.5.

Таблица 5.2.5 – Допустимая температура питательной воды ПГ

Мощность % от номинальной	0	6	30	50	70	80	90	100
Температура питательной воды с включением ПВД, °С	164±4	164±4	164±4	170±5	200±5	206±5	218±5	225±5
Температура питательной воды при отключенных ПВД, °С	164±4							

При плановом отключении (подключении) ПВД должны выполняться следующие требования:

- АРМ перед отключением ПВД должен быть переведен на работу в режиме поддержания постоянной нейтронной мощности;
- перед отключением (подключением) ПВД, выставить уставки защит по мощности на значения, соответствующие новому допустимому уровню мощности реактора;

- отключение ПВД по пару должно проводиться таким образом, чтобы скорость изменения температуры питательной воды после ПВД не превышала допустимого значения (55 °С/час);
- подключение ПВД должно проводиться с соблюдением требования по ограничению скорости изменения температуры питательной воды после ПВД (не более 55 °С /час) при работе АРМ в режиме поддержания постоянной нейтронной мощности.

Плановое отключение одного ГЦНА из трех (четырёх) работающих:

- перед отключением одного ГЦНА РУ должна быть разгружена до допустимой мощности, не превышающей регламентируемого значения:
не более 67 % $N_{ном}$ при работе трех ГЦНА;
не более 40 % $N_{ном}$ при работе двух ГЦНА.;
- после отключения ГЦНА уставки защит по мощности должны быть выставлены на значения, соответствующие новому допустимому уровню мощности реактора;
- 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 котловой воды в отключённом ПГ должен поддерживаться в эксплуатационных пределах. Качество котловой воды в отключенном ПГ должно поддерживаться в соответствие с нормами ВХР 2 контура, приведённых в разделе 2.7.3;
- после отключения ГЦНА, при закрытой арматуре на основных трубопроводах системы отчистки теплоносителя первого контура, должна быть открыта арматура на линии байпаса для уменьшения температурных напряжений в патрубках подпитки первого контура.

Подключение одного ГЦНА к двум или трем работающим (является ЯОР):

- перед подключением ГЦНА мощность реактора должна быть снижена до соответствующего уровня (20 % или 30 % соответственно) от номинальной;
- включение ГЦНА неработающей петли должно производиться при разности температур между «горячей» ниткой неработающей петли и «холодными» нитками работающих петель не более 15

°С (это необходимо для того чтобы в активную зону не попадала дважды охлажденная вода, что может приводить к локальному увеличению энергии в активной зоне и как следствие повреждению твэлов);

- после подключения ГЦНА и стабилизации параметров мощность реактора может быть увеличена до значения, соответствующего новому числу работающих ГЦНА, при этом уставки защит реактора необходимо заранее выставить на значения, соответствующие новому уровню мощности. Так как данные работы относятся к ЯОР, то данные работы выполняются обязательно по рабочей программе с

Режим работы ЭБ с неполным числом петель.

Если петля с отключенным ГЦНА оставляется в «горячем» резерве, то должны выполняться следующие условия:

- мощность реактора не должна превышать допустимого значения: не более 67 % $N_{ном}$ при работе трех ГЦНА; не более 40 % $N_{ном}$ при работе двух ГЦНА.
- должен поддерживаться уровень в отключенном ПГ в пределах ± 100 мм от номинального уровня в ПГ;
- ПГ должен подпитываться от ПЭН (ВПЭН).

В процессе подъема мощности и при дальнейшей эксплуатации ЭБ должны выполняться следующие требования:

- обеспечение контроля за плотностью разъемов оборудования ЭБ по первому и второму контуру;
- осуществление с помощью аппаратуры контроля радиационной безопасности непрерывного контроля герметичности оболочек твэлов по удельной суммарной гамма-активности, плотности потока нейтронов;
- выход на номинальную мощность после перегрузки или останова с разуплотнением реактора допускается при работоспособной СВРК, обеспечивающей эффективный контроль активной зоны при наличии не менее 90% работоспособных СВРД при условии отсутствия второй степени деградации по ДПЗ.

Оперативный персонал обязан:

- осуществлять контроль за работой технологического, электро-технического оборудования, технических средств АСУ ТП с це-

лью выявления отклонений от предписанных режимов и принимать решения по их устранению;

- контролировать работу автоматических регуляторов;
- устанавливать причины срабатывания защит и блокировок, проводить необходимые действия по приведению оборудования в работоспособное состояние после срабатывания защит и блокировок;
- проводить проверки работоспособности оборудования и систем;
- выполнять контроль водно-химического режима теплоносителя первого контура, второго контура, рабочих сред систем и бакового хозяйства при необходимости проводить его корректировку;
- контролировать разделение трубопроводов высокого и низкого давления первого и второго контуров в доступных местах и по сигнализации осуществлять отключение трубопроводов низкого давления вспомогательных систем ЭБ с помощью:
- граничной арматуры этих систем от трубопроводов высокого давления;
- немедленно воздействовать на ключ АЗ, ПЗ в случае наличия критериев срабатывания АЗ, ПЗ по показаниям приборов и отсутствию соответствующего сигнала первопричины и действия АЗ, ПЗ;
- при возникновении условий, вызывающих запуск САОЗ, и незапуске автоматически механизмов САОЗ оператор должен запустить их вручную;
- контролировать температуру оборудования и конструкций;
- не реже одного раза в сутки контролировать исправность аварийной сигнализации и наличие жидкости в бачках гидроамортизаторов рисунок 5.2.6. Ежедневно контролировать положение поршней гидроамортизаторов;
- в стационарных и переходных режимах эксплуатации в диапазоне 30-100% $N_{ном}$, при необходимости, осуществлять управление аксиальным распределением энерговыделения в активной зоне реактора в соответствии с приложением Е к настоящему регламенту;
- контролировать положение отдельных ОР СУЗ в регулирующей группе и проводить выравнивание их по высоте, не допуская рассогласования более чем на 60мм;



Рисунок 5.2.6 – Видеокадр контроля состояния гидроамортизаторов

- контролировать достаточность охлаждения приводов СУЗ и верхнего блока;
- при эксплуатации на мощности периодически должны контролироваться протечки через обратные клапаны на линиях CA03;
- 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 с расхолаживанием провести проверку элементов патрубка впрыска и корпуса КД в районе патрубка, а также участка трубопровода впрыска в пределах действия теплоносителя первого контура с разностью температур более 90°С с визуальным осмотром, цветной дефектоскопией и УЗД;
- в процессе эксплуатации должен осуществляться регулярный контроль за системой предварительного напряжения ГО, 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;

- контролировать радиоактивность воды второго контура и в парогенераторах.

При нормальной эксплуатации на мощности должны соблюдаться следующие ограничения по распределению мощности в активной зоне реактора:

- 1) линейное энерговыделение твэлов (твэгов) не должно превышать значений, приведенных ниже;
- 2) относительная мощность любого твэла и твэга при номинальной мощности реактора не должна превышать более чем в 1,57 раза (1,35 раза для твэга) среднее по активной зоне значение этой величины;
- 3) коэффициенты неравномерности по активной зоне не должны превышать установленных максимально допустимых значений.

Если хотя бы одно из приведенных выше условий не выполняется, мощность реактора должна быть соответственно снижена.

При этом эксплуатационные пределы по линейному энерговыделению, зависящие от количества работающих ГЦНА, $Ql_i^{уст}$, определяются через базовые уставки для номинальной мощности:

$$Ql_{тек}^{уст} = Ql_i^{уст} \cdot \xi,$$

где $Ql_i^{уст}$ базовые уставки для номинальной мощности, представленные в таблице 5.2.6;

i – три группы топливных элементов – твэлы периферийного ряда, остальные твэлы и твэги.

ξ – коэффициенты, представленные в таблице 5.2.7 в зависимости от количества работающих ГЦНА;

Таблица 5.2.6 – Базовые уставки при работе на четырёх ГЦНА

Параметр	Значение						
Координата от низа активной зоны, %	7,1	21,4	35,7	50,0	64,3	78,6	92,9
Базовая уставка, $Ql_i^{уст}$ Вт/см:							
- твэлы периферийного ряда	355,2	355,2	355,2	355,2	324,9	294,7	264,5
- остальные твэлы	366,7	366,7	366,7	366,7	335,5	304,3	273,1
- твэги	314,4	314,4	314,4	314,4	314,4	304,3	273,1

Таблица 5.2.7 – Понижающие коэффициенты
в зависимости от количества работающих ГЦНА

Параметр	Значение		
Количество работающих ГЦНА	4	3	2
Допустимая мощность, $N_{доп}$, %	100	67	40
ξ	1	0,73	0,44
Примечание – При определении понижающих коэффициентов учтено принятое в проекте относительное увеличение инженерных коэффициентов запаса при снижении количества работающих ГЦНА			

Защита по линейному энерговыделению включает:

- выдачу сигнализации при достижении 98 % $Q_{тек}^{уст}$;
- выдачу сигнала предупредительной защиты первого рода (ПЗ-1) в ПТК-НУ при достижении 100 % $Q_{тек}^{уст}$;
- выдачу сигнала аварийной защиты (АЗ) в ПТК-НУ при достижении 105 % $Q_{тек}^{уст}$.

Персонал обязан осуществлять контроль метрологических характеристик СВРК и выполнение функций контроля активной зоны внутриреакторными датчиками.

Контроль состояния ДПЗ и ТП проводится не реже одного раза в смену при анализе результатов измерений поля температур и энерговыделений. При выходе из ППР, а далее при необходимости подтвердить работоспособность ДПЗ, но не реже одного раза в три месяца, проводить измерение сопротивления изоляции сигнальных и фоновых жил ДПЗ, а также измерение фоновых токов ДПЗ в соответствии с эксплуатационной документацией СВРК.

Ухудшение контроля активной зоны внутриреакторными датчиками разделено на степени «деградации»:

- первая степень «деградации» датчиков СВРК – когда по причине уменьшения сопротивления изоляции или выхода из строя ДПЗ или возникновения значительного уровня помех на кабельных трассах, или выходе из строя какого либо элемента аппаратуры ПТК НУ неконтролируемый объем составляет не более 13-ти ТВС при условии отсутствия «локальных неконтролируемых объемов»¹;

¹ «локальным неконтролируемым объемом» 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 СВРД. ТВС считается неконтролируемой по причине выхода из строя СВРД, если среди трех

- вторая степень «деградации» датчиков СВРК – когда по причинам, описанным в п. 1), неконтролируемый объем составляет не более 13-ти ТВС при условии наличия хотя бы одного «локального неконтролируемого объема»;
- третья степень «деградации» датчиков СВРК наступает, когда неконтролируемый объем активной зоны составляет от 14-ти до 82-х ТВС;
- четвертая степень «деградации» датчиков СВРК наступает, когда неконтролируемая ДПЗ часть активной зоны составляет от 82-х и более ТВС.

Действия персонала при достижении степеней «деградации» датчиков СВРК приведены в РТРБЭ.

В процессе эксплуатации реактора необходимо проводить тестирование (страгивание) приводов ОР СУЗ, находящихся на верхнем конечном выключателе, в индивидуальном режиме перемещения штанги с ОР СУЗ на два-три шага вниз от ВКВ и обратно с периодичностью не менее одного раза в месяц.

Перевод ЭБ на МКУ мощности:

- разгрузка РУ должна проводиться с использованием средств САР при работе АРМ в режиме поддержания давления во втором контуре;
- проконтролировать по индикатору переключение работы блоков детектирования из рабочего диапазона в пусковой. Периодически вводом раствора борной кислоты в первый контур поддерживать рабочую группу ОР СУЗ в зоне регулирования;
- давление пара в ПГ необходимо поддерживать в эксплуатационных пределах. При несоответствии паропроизводительности ПГ и потреблению пара турбиной, избыточный пар через БРУ-К сбрасывать в конденсатор турбины;
- дальнейшее снижение мощности проводить вводом борной кислоты в первый контур.

Перед остановом РУ:

- зафиксировать состояние систем и оборудования, параметры первого и второго контуров;

контролирующих ее СВРД два (или все три) неисправны. СВРД считается неисправным, если в нем вышло из строя более двух ДПЗ.

- убедиться в исправности КИП и включении в работу всех систем автоматических защит и блокировок;
- проконтролировать готовность к работе системы аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки, схемы подачи пара на СН;
- опробовать в работе системы и оборудование, обеспечивающие останов ТГ;
- проконтролировать наличие допустимого запаса концентрированного раствора ($39,5 \div 44,5$ г/дм³) борной кислоты в баках системы КВС40-60 и свободного объема (не менее 500 м³) в баках системы КВВ для приема теплоносителя первого контура.

Работа ЭБ в режиме продления кампании с использованием мощностного эффекта реактивности. После исчерпания запаса реактивности допускается работа ЭБ в режиме продления кампании с использованием мощностного эффекта реактивности в случае, если не нарушаются максимальная глубина выгорания и ограничения по времени работы ТВС в реакторе, приведенные в ТУ на топливо.

В «Альбоме нейтронно-физических характеристик» текущей кампании должны быть приведены необходимые расчеты нейтронно-физических характеристик активной зоны реактора в этом режиме. За начало работы блока на мощностном эффекте реактивности принимается момент кампании когда измеренная критическая концентрация борной кислоты в теплоносителе равна величине 0.1 г/дм³ при положении регулирующей группы ОР СУЗ 95% от низа активной зоны (в соответствии с рисунком 5.4.8) и номинальном значении мощности, или равна величине, которая соответствует 0.1 г/дм³ при положении регулирующей группы ОР СУЗ 95% от низа активной зоны в пересчете на номинальное значение мощности, если реактор работает на пониженном уровне мощности.

ПРИМЕЧАНИЕ: момент времени достижения критической концентрацией значения 0.1 г/дм³ при положении регулирующей группы ОР СУЗ 95% определяется линейной экстраполяцией измеренных значений концентрации с пересчетом по АНФХ на положение регулирующей группы и мощность РУ. С указанного момента отсчитывается время работы на мощностном эффекте для текущей топливной загрузки активной зоны, которое не должно превышать 30 эффективных суток. По окончании работы блока с использованием мощностного эффекта реактивности тепловая мощность реактора не должна быть менее 70% от номинальной при положении регулирующей группы 90-95% от низа активной зоны».

При работе РУ в режиме с использованием мощностного эффекта реактивности давление в первом и втором контурах необходимо поддерживать на номинальном уровне.

При работе в режиме продления кампании с использованием мощностного эффекта реактивности необходимо выполнять следующие требования:

- 1) поддерживать на номинальном уровне давление в первом и втором контурах;
- 2) по мере изменения мощности реактора при работе ЭБ 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 корректировку АКНП;
- 3) при работе на мощностном эффекте с максимально возможным для данного запаса реактивности уровнем мощности высоту рабочей группы ОР СУЗ рекомендуется поддерживать в пределах 90-95%;
- 4) при срабатывании аварийной защиты концентрацию борной кислоты в теплоносителе первого контура необходимо привести в соответствие с требованиями «Альбома нейтронно-физических характеристик» текущей кампании на момент исчерпания запаса реактивности, компенсированного борной кислотой».

При подъеме мощности ЭБ (до определенного уровня) должны быть выполнены следующие проверки:

- при мощности реактора в пределах уровня СН (7 – 12 % от $N_{ном}$) должна быть поочередно проверена работоспособность всех каналов АРМ при различных законах регулирования;
- на уровне мощности 10 – 35 % от номинальной стабилизировать параметры первого контура и давления в ГПК (на уровне (6,7 – 6,9) МПа.), выполнить анализ работоспособности каналов энерговыделений СВРК и провести предварительную тарировку АКНП по результатам расчета тепловой мощности реактора.

Важной задачей для ВИУР является контроль концентрации борной кислоты для этой цели контроль концентрации нуклида-поглотителя ^{10}B в 1-ом контуре и системах, заполняемых раствором жидкого поглотителя, осуществляется концентратомерами НАР-12М. В случае неисправности концентратомера НАР-12М контроль в данной точке осуществляется ежемесячно отбором контрольных проб для измерений на концентратомере ОКБ-10.

Результаты замеров выводятся непрерывно на показания системой KUA10-50 (рисунок 5.2.7).

По результатам анализа расчета и измерения концентрации борной кислоты в 1-ом контуре, при необходимости, проводятся контрольные измерения на концентратомере ОКБ-10.

При проведении входного контроля поставляемой борной кислоты атомная доля изотопа ^{10}B в боре, применяемом как средство воздействия на реактивность, должна быть не менее 19,8%. Поставка борной кислоты с содержанием ^{10}B в боре менее чем 19,8% запрещается.

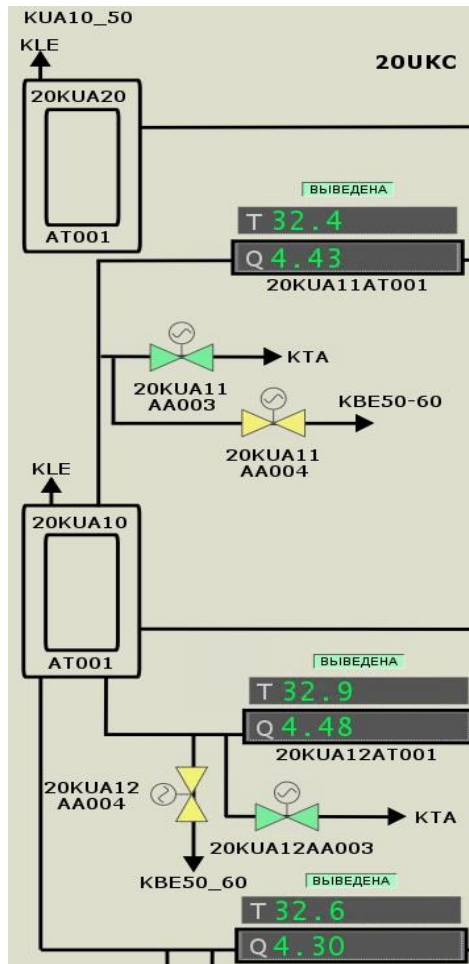


Рисунок 5.2.7 – Показания борометров на видеокадре

5.3 Маневренные режимы энергоблока

5.3.1 Общие положения о маневренных режимах энергоблока

Современные российские ЭБ НВАЭС-2 и ЛАЭС-2, с реакторами ВВЭР, предназначены для работы как в базовом, так и в маневренных режимах [13], для чего предусмотрены универсальные в отношении базового и маневренного режимов способы управления энерговыделением активной зоны (У-алгоритмы) [14], которые применяются на современных ЭБ ВВЭР-1000, а также на ЭБ ВВЭР-1200, введенном в эксплуатацию в 2016–2017 г.

Основанием для проведения испытаний являлась необходимость участия АЭС в регулировании частоты в соответствии с суточным графиком нагрузок и ликвидации аварийных ситуаций в энергосистемах. Важно, чтобы ЭБ АЭС, особенно вновь вводимые или перспективные, например ВВЭР-ТОИ, были более маневренными при том же уровне надежности и безопасности. Маневренность определяется совокупностью характеристик энергоблока, определяющих эффективность его участия в регулировании мощности в энергосистеме: регулировочным диапазоном и скоростью изменения нагрузки. Скорость изменения нагрузки ЭБ характеризуется его приемистостью (мобильностью).

Наиболее сложным в отношении управления реактором является режим суточного графика нагрузки, поскольку в этом случае ЭБ постоянно работает в условиях ксеноновых переходных процессов и, соответственно, требует постоянного управления мощностью и распределением энерговыделения в активной зоне.

Сложность задачи заключается в том, что маневренные режимы с изменением мощности в течение суток приводят к возникновению нестационарного отравления активной зоны ксеноном и, как следствие, к возможности возникновения ксеноновых колебаний локальной мощности по объему зоны. При маневренных режимах стоит задача обеспечить управляемый устойчивый процесс в течение суток с целью не превышения ограничений по локальной мощности в зоне и минимизацию водообмена в первом контуре, переработка и хранение которого является основной проблемой, ограничивающей возможность длительной работы реактора в суточном графике, так как является очень затратной операцией на АЭС.

Способы управления ЭБ ВВЭР в суточном графике нагрузки с изменением мощности в диапазоне от 50 до 100 % $W_{ном(эл)}$ были разработаны [14] на основе расчетного моделирования (рисунок 5.3.1.1) по программам Имитатор реактора (ИР) и ТИГР-1. Было показано, что при условии оптимального использования управляющих

групп ОР СУЗ и мягкого температурного регулирования, в сочетании с оптимальным графиком изменения мощности, ЭБ может работать в суточном графике без борного регулирования, не требуя дополнительных ресурсов для хранения и переработки жидких радиоактивных отходов.

На рисунке 5.3.1.1 представлен видеокادر графического окна программы «Имитатор реактора» с результатами прогнозирования перед началом восьмого суточного цикла изменений концентрации борной кислоты, мощности РУ, положения ОР СУЗ и офсета.

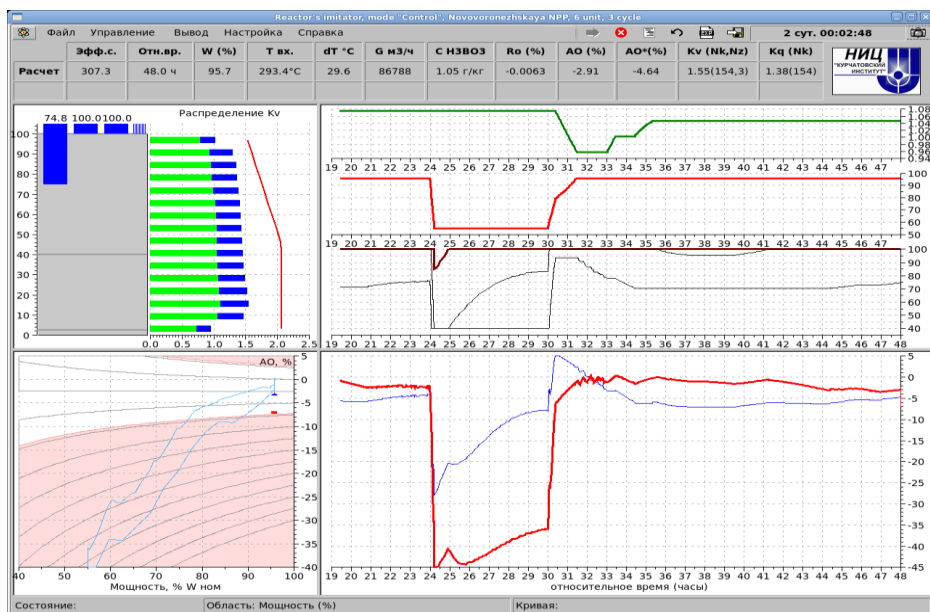


Рисунок 5.3.1.1 – Прогноз восьмого суточного цикла

С целью проверки эффективности предлагаемых способов, в том числе в отношении снижения количества жидких радиоактивных отходов, а также для отработки технологических операций выполнено проведение испытаний режимов суточного графика нагрузки на ЭБ № 1 НВАЭС-2 с реактором ВВЭР-1200.

Исходя из опыта пусковых испытаний, АО ОКБ «Гидропресс» наложил ограничение на мощность ЭБ, при которой можно использовать мягкое температурное регулирование – не более 96 %Wном(ру). В соответствии с этим было принято решение провести в ходе третьей топливной кампании ЭБ № 1 НВАЭС-2 две серии испытаний (в

первой и во второй половине кампании), в каждой из которых провести исследования режимов суточного графика нагрузки 96-71-96 % $W_{ном(эл)}$ и 96-46-96 % $W_{ном(эл)}$.

Методика испытаний использует разработанные способы управления – алгоритм локализации ксеноновых процессов и комбинированный алгоритм. В качестве управляющих воздействий используются борное регулирование, перемещение управляющих групп ОР СУЗ (далее – групп), мягкое температурное регулирование. Методика разработана с учетом опыта испытаний суточного графика нагрузки (без применения мягкого температурного регулирования), проведенных в начале первой топливной кампании ЭБ № 1 НВАЭС-2.

При подготовке к испытаниям выполнены расчеты, моделирующие работу реактора в суточном графике нагрузки. Расчеты проводились по программе ИР с разбиением активной зоны реактора на 50 слоев, с учетом предоставленных АО ОКБ «Гидропресс» данных по температуре теплоносителя.

5.3.2 Цели испытаний энергоблока

Получение референтных экспериментальных данных для работы ЭБ в маневренных режимах.

Проверка эффективности предлагаемых для ЭБ с реакторами ВВЭР способов управления ЭБ в суточном графике нагрузки:

- алгоритма локализации ксеноновых процессов для управления ЭБ в оптимальном суточном графике нагрузки 96-73-96 % $W_{ном(ру)}$ (подтверждение возможности управления реактором без борного регулирования);
- комбинированного алгоритма управления ЭБ в суточном графике нагрузки 96-51-96% $W_{ном(ру)}$ (проверка возможности поддержания суточного графика нагрузки с заданной скоростью увеличения мощности с применением борного регулирования).

Измерение (оценка) эффектов мягкого температурного регулирования на различных этапах суточного графика нагрузки.

Проверка эффективности управления распределением энерговыделения с помощью изменения дистанции групп ОР СУЗ.

Проверка эффективности управления ЭБ с помощью ксеноновых процессов.

Определение максимально возможной средней скорости изменения электрической мощности ЭБ при условии выполнения заданных в ТРБЭ ограничений на скорость изменения мощности ЭБ.

Отработка технологических операций управления ЭБ в суточном графике нагрузки с помощью ОР СУЗ, борного регулирования, мягкого температурного регулирования.

Комплексная проверка задействованных систем и оборудования ЭБ в суточном графике нагрузки.

Получение экспериментальных данных для оценки точности расчетов и корректировки расчетной модели программы ИР.

Приобретение персоналом практических навыков управления мощностью и распределением энерговыделения ЭБ в суточном графике нагрузки и использования средств информационной поддержки оператора.

5.3.3 Особенности управления энергоблоком в процессе испытаний

Управление энергоблоком в ходе каждого из суточных циклов выполнялось, в основном, в рамках требований и ограничений технологического регламента, в том числе:

- нейтронная и тепловая мощность ЭБ не превышают номинального значения;
- скорость снижения мощности не превышает 3 % $W_{ном(ру)}$ /мин;
- скорость увеличения мощности не превышает 1 % $W_{ном(ру)}$ /мин;
- выполняются заданные в ТРБЭ ограничения на локальную мощность энерговыделения в активной зоне;
- текущая точка офсет-мощностной диаграммы выходит за пределы рекомендуемой области при снижении мощности ЭБ и возвращается в рекомендуемую область за время не более 12 ч от начала снижения мощности;
- управляющие группы погружаются в активную зону при снижении мощности реактора и затем извлекаются за время не более 12 ч от начала снижения мощности;
- в суточном графике нагрузки ЭБ 96-71-96 % $W_{ном(эл)}$ управление ЭБ осуществляется по рекомендованному в ТРБЭ алгоритму пространственной локализации ксеноновых процессов;
- перемещение управляющих групп ОР СУЗ выполняется с соблюдением штатной последовательности: $H_i \geq H_{i+1}$;
- для оптимального управления офсетом применяется способ изменения дистанции групп, предусматривающий управление перемещением групп без передачи движения;
- в процессе ввода дистиллята не выполняется (запрещено) извлечение групп ОР СУЗ в ручном режиме.

Управление ЭБ с применением принципа локализации ксеноновых процессов предусматривает снижение мощности реактора путем погружения двух групп ОР СУЗ в верхнюю половину активной зоны. Для этого до начала снижения мощности на виртуальной панели «Выбор группы для АРМ» выбирают группу 12 или задают режим с передачей движения. В процессе снижения мощности в момент достижения группой 12 положения в диапазоне (50–60) % переключают АРМ на управление группой 11. После достижения заданного нижнего уровня мощности переключают АРМ на управление группами в режиме с передачей движения.

В ходе испытаний увеличение мощности будет выполняться непрерывно в соответствии с ТРБЭ энергоблока № 1 НВАЭС-2 .

В рамках работы по программе на время выполнения испытаний в ПО АРМР были внесены следующие изменения:

- ограничена величина заданного значения нейтронной мощности значением плюс/минус 50 % от текущего значения нейтронной мощности;
- ограничена скорость увеличения заданного значения нейтронной мощности значением 1 %/мин;
- ограничена скорость снижения заданного значения нейтронной мощности значением 3 %/мин;
- скорость изменения заданного значения давления пара в ГПК установлена 0,25 МПа/мин.

В рамках работы по программе на время выполнения испытаний в ПО ПТК СГИУ были внесены следующие изменения:

- ограничен диапазон изменения заданного значения нейтронной мощности значениями от 3 % до 96 %;
- ограничена возможность задания величины заданного значения нейтронной мощности значением плюс/минус 50 % от текущего значения нейтронной мощности;
- дискретность изменения заданного значения нейтронной мощности установлена 0,1 %;
- дискретность изменения скорости изменения заданного значения нейтронной мощности установлена 0,1 %/мин;
- ограничен диапазон изменения заданного значения давления пара в ГПК значениями от 6,55 МПа до 6,81 МПа.

В рамках работы по программе на время выполнения испытаний в ПО ПТК ЭЧСР были внесены следующие изменения:

- «нижняя» граница изменения заданного значения давления пара в ГПК установлена 6,52 МПа;

- уставка стерегущего регулятора минимального давления пара в ГПК установлена 6,50 МПа;
- уставка быстродействующего регулятора минимального давления пара в ГПК установлена 6,45 МПа;
- допустимая скорость увеличения заданной мощности ТГ установлена 12 МВт/мин;
- допустимая скорость снижения заданной мощности ТГ установлена 36 МВт/мин.

В данных испытаниях предусматривалось использовать в качестве управляющего воздействия изменение температуры теплоносителя в реакторе за счет изменения давления пара в расширенном диапазоне (мягкое температурное регулирование). На основании данных АО ОКБ «ГИДРОПРЕСС» расширенный диапазон изменения абсолютного давления пара в ГПК составляет от 6,6 до 6,964 МПа. При выполнении расчетов в настоящей работе использовался указанный расширенный диапазон температуры теплоносителя на входе в реактор (рисунок 5.3.3.1), соответствующий расширенному диапазону давления пара.

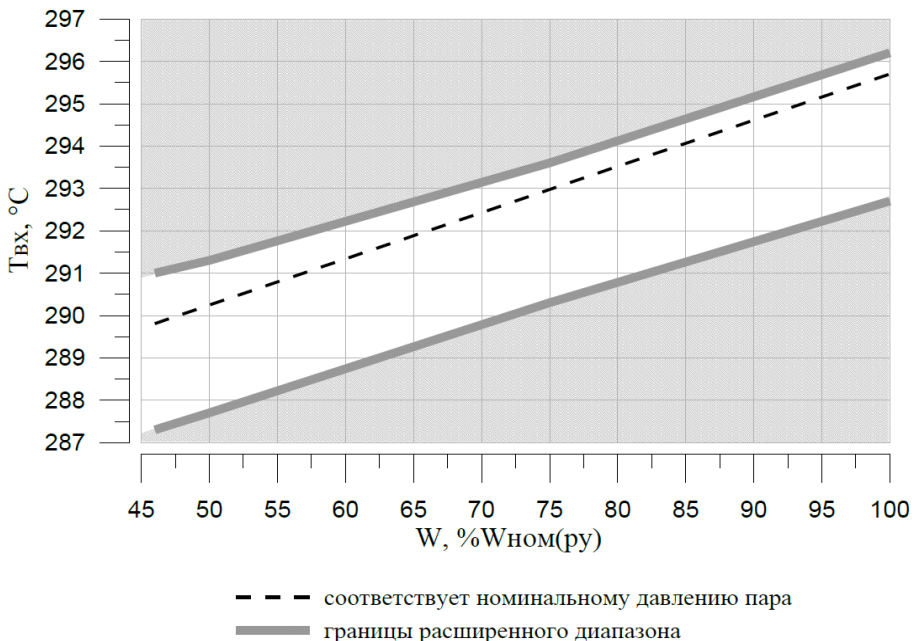


Рисунок 5.3.3.1 – Допустимая область изменения температуры теплоносителя на входе в реактор в диапазоне давления в ГПК от 6,600 до 6,964 МПа, при работе энергоблока в суточном графике нагрузки\

При снижении нагрузки энергоблока от 96 до 46 % $W_{ном(эл)}$ возможно отключение ПВД. В этом случае операция подключения ПВД выполняется после увеличения нагрузки до 96 % $W_{ном(эл)}$.

5.3.4 Описание испытаний энергоблока

Испытания проводились в конце третьей топливной кампании, проектная длительность которой при работе ЭБ на мощности 100 % до исчерпания бора в теплоносителе составляет 326 эфф.сут. [14]. С учетом особенностей работы реактора в первой топливной кампании и коррекции температуры теплоносителя длительность третьей топливной кампании составляет 340,5 эфф.сут. Представленные в настоящее время расчеты в обоснование методики проведения испытаний выполнены на моменты третьей кампании 100 и 300 эфф.сут., результаты расчетов применимы для периодов кампании соответственно (80–120) эфф.сут. и (280–320) эфф.сут.

В ходе испытаний выполняется подряд десять суточных циклов изменения электрической мощности энергоблока. В ходе первых пяти суточных циклов энергоблок выводится в установившийся режим суточного графика электрической нагрузки 96-71-96 % $W_{ном(эл)}$, в ходе следующих пяти суточных циклов энергоблок выводится в установившийся режим суточного графика нагрузки 96-46-96 % $W_{ном(эл)}$. Мощность ЭБ меняется соответственно – пять суточных циклов по графику 96-73-96 % $W_{ном(ру)}$ и пять суточных циклов по графику 96-51-96 % $W_{ном(ру)}$.

Наибольший интерес представляет максимальная скорость разгрузки/нагрузки применяемая в ходе испытаний на максимальную глубину. Рассмотрим на их примере испытания режима работы энергоблока № 1 НВАЭС-2 в восьмом суточном графике несения маневренной нагрузки.

Разгрузка происходила от исходного значения мощности ТГ 1044 МВт до 550 МВт при работе АРМР в режиме «Т» и ЭЧСР в режиме «РМ» с темпом 36 МВт/мин. После выдержки времени 6 часов на пониженном уровне мощности происходит повышение мощности ТГ при работе АРМР в режиме «Т» и ЭЧСР в режиме «РМ» с темпом 12 МВт/мин.

5.3.5 Порядок проведения испытаний энергоблока

Маневрирование в суточном графике производится в режиме управления мощностью ТГ (ЭЧСР работает в режиме «РМ», поддерживая задаваемое ВИУТ значение мощности ТГ, АРМР работает в режиме «Т», поддерживая задаваемое ВИУР значение давле-

ния пара в ГПК). На этапе разгрузки мощность ТГ снижается под управлением ЭЧСР до значения 550 МВт(э). На этапе нагружения мощность ТГ повышается до значения 1150 МВт(э) либо до достижения мощностью реактора значения 96 % $N_{ном}(ру)$ («что раньше»). Скорость снижения мощности ТГ задается равной 36 МВт(э)/мин, скорость увеличения мощности ТГ задается равной 12 МВт(э)/мин. Реальная скорость увеличения мощности ТГ выдерживается равной 12 МВт(э)/мин до момента достижения группой 12 ОР СУЗ положения 95 %, при котором отключается АРМР, далее мощность ТГ увеличивается со скоростью порядка 8 МВт(э)/мин пропорционально увеличению мощности реактора, при этом мощность реактора увеличивается за счет разотравления реактора (выгорания ксенона) и ввода дистиллята в теплоноситель первого контура. Давление пара в ГПК изменяется в границах от 6,6 до 6,964 МПа (абс.) (от 6,5 до 6,864 МПа (изб.)).

Графики изменения технологических параметров, регистрируемых СВБУ, СВРК и КЭ СУЗ приведены на рисунках 5.3.5.1-5.3.5.6. За 0 по оси времени на всех графиках принято исходное событие – начало разгрузки энергоблока в суточном цикле.

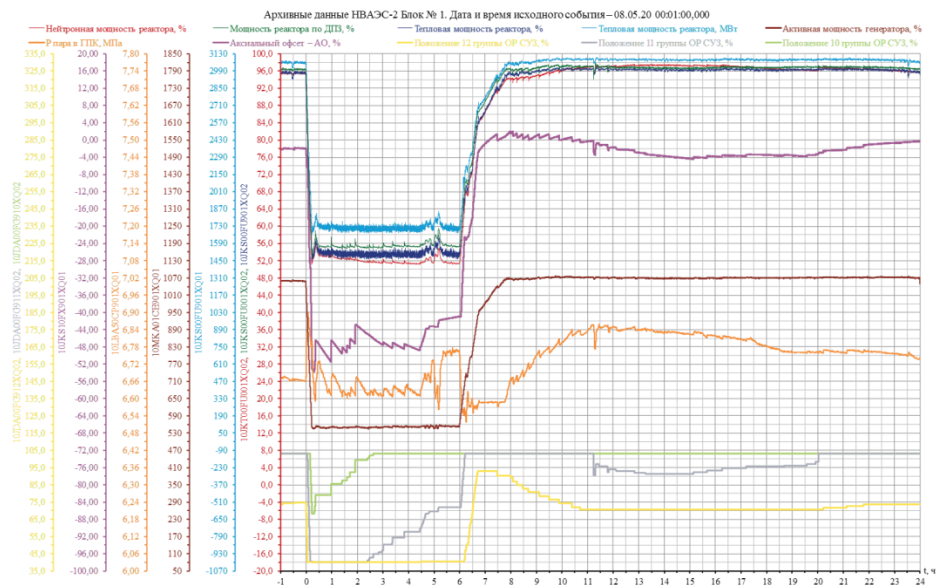


Рисунок 5.3.5.1 – График изменения во времени мощности РУ по показаниям АКНП, мощности РУ по ДПЗ, средневзвешенной мощности РУ (АКЗ), активной мощности ТГ, давления пара в ГПК, аксиального оффсета и положения групп 10, 11 и 12 ОР СУЗ

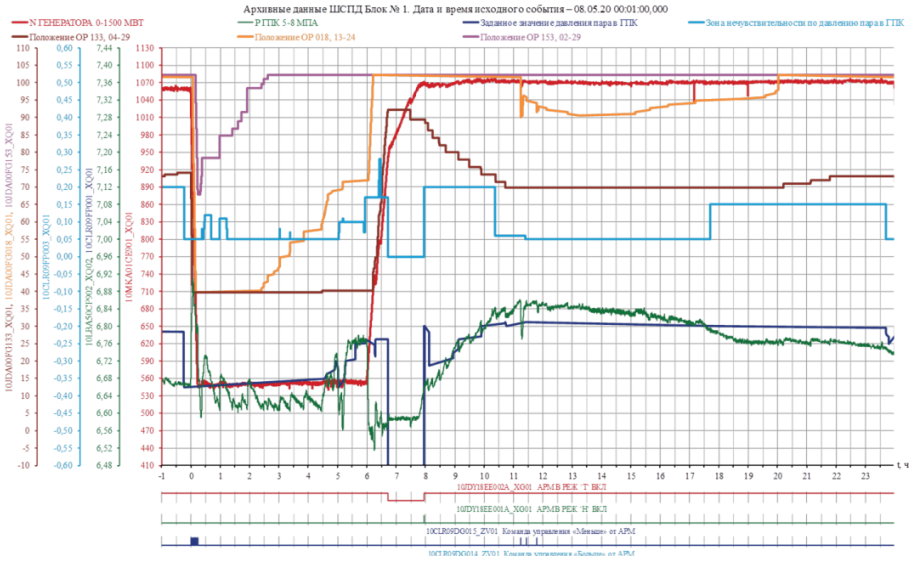


Рисунок 5.3.5.2 – График изменения во времени заданного и текущего давления пара в ГПК в АРМР, положения групп 11 и 12 ОР СУЗ и мощности ТГ

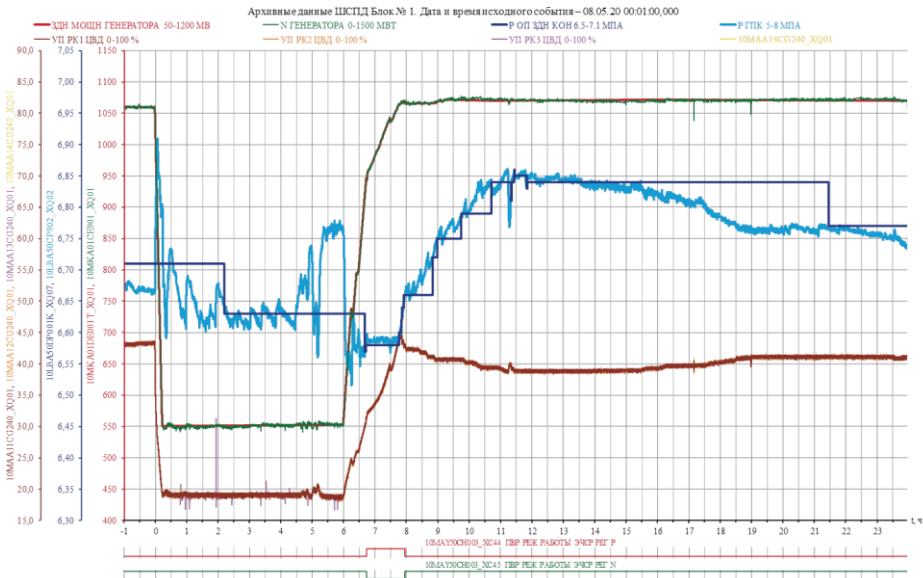


Рисунок 5.3.5.3 – График изменения заданной и текущей мощности ТГ в ЭЧСР, текущего и заданного давления пара в ГПК в ЭЧСР и положения РК ВД

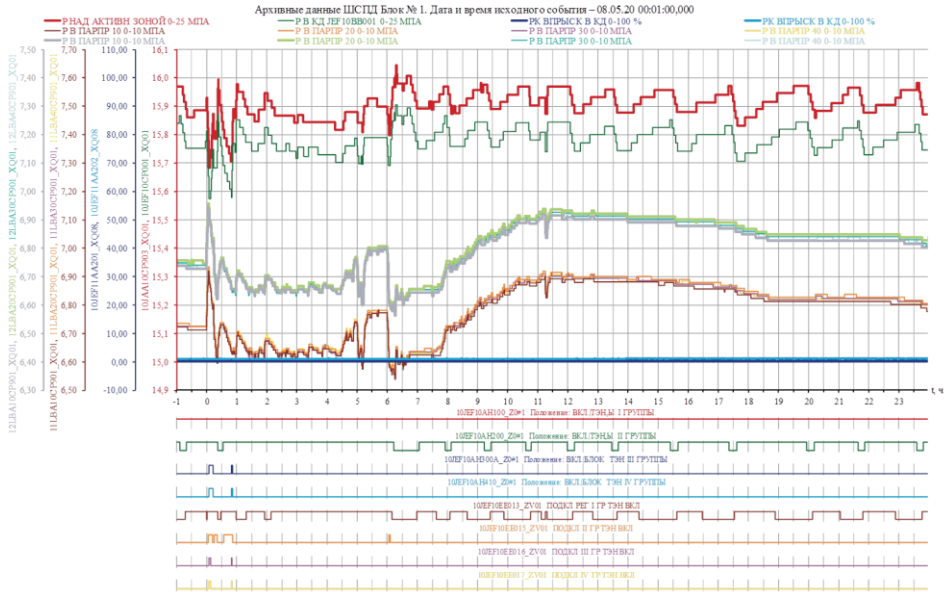


Рисунок 5.3.5.4 – График изменения давления в 1 контуре, давления в КД, давления в ПГ и состояния ТЭН КД

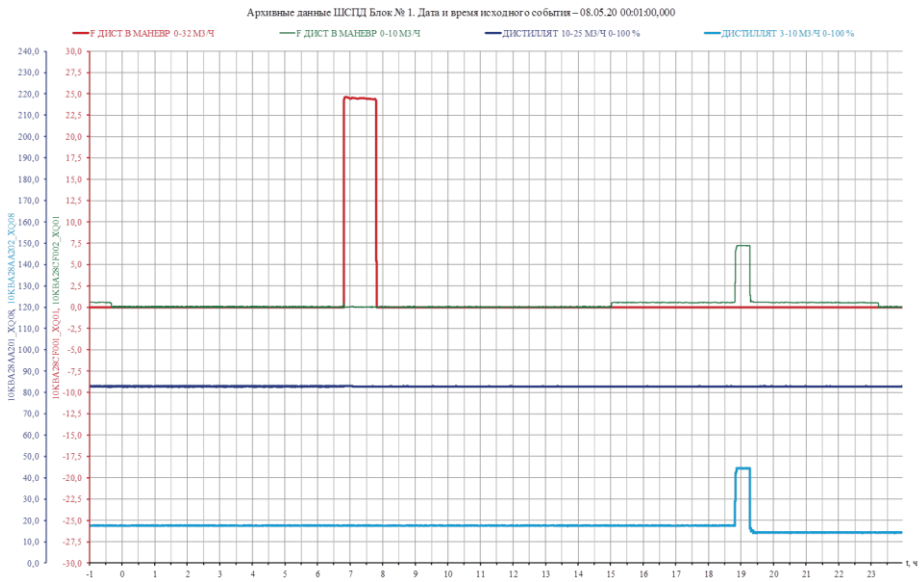


Рисунок 5.3.5.5 – График изменения расхода дистиллята и степень открытия РК подачи дистиллята

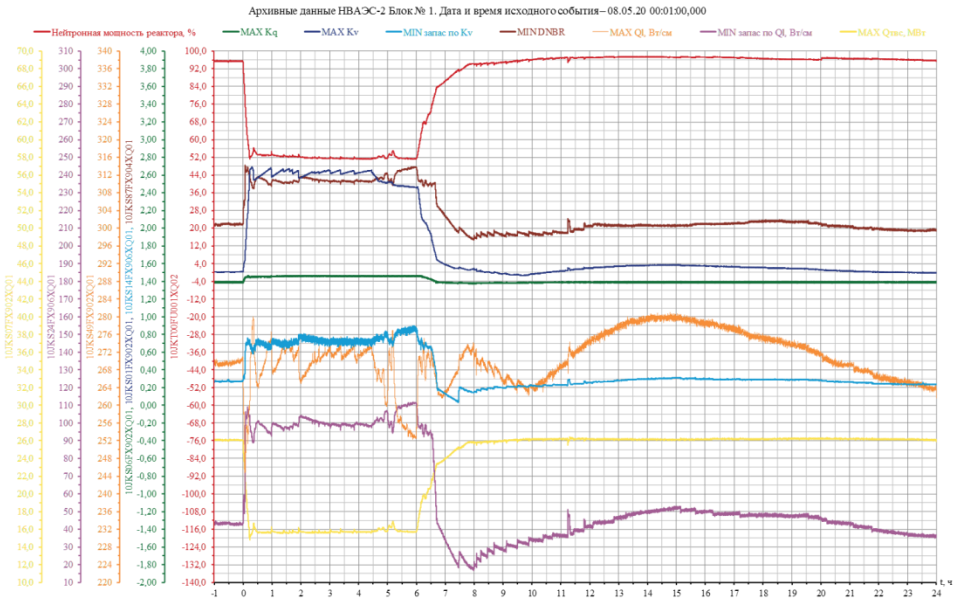


Рисунок 5.3.5.6 – График изменения во времени мощности РУ по показаниям АКНП, максимального значения относительного энерговыделения ТВС ($Kq \max$), максимального значения коэффициента неравномерности мощности в объеме активной зоны ($Kv \max$), Минимальное значение запаса до допустимого значения Kv , минимального запаса до уставки по запасу до кризиса теплообмена ($DNBR \min$), максимального значения линейной мощности твэл ($Ql \max$), Минимального запаса до уставки по Ql и максимальной мощности ТВС.

Маневренный режим, наиболее сложный в отношении управления, так как реактор работает в условиях непрерывных ксеноновых процессов и соответственно требует непрерывного управления мощностью и распределением энерговыделений.

При жидкостном регулировании увеличение и уменьшение реактивности происходит при нестационарном отравлении и разотравлении активной зоны ксеноном.

При регулировании с помощью ОР СУЗ, важным параметром, который необходимо учитывать, является глубина и частота перемещений регулирующей группы, так как вследствие большего количества перемещений ОР СУЗ происходят знакопеременные циклические напряжения в оболочках ТВЭЛов, которые могут привести к разрушению оболочек из-за накопления напряженности. Сокращение ко-

личества перемещений групп положительно сказывается на долговечности оболочек ТВЭЛов, однако не способствует экономии водообмена. Поэтому при оптимизации системы управления суточным режимом в РУ, как всегда, нужен компромисс между требованиями по безопасности и стремлением к повышению экономичности эксплуатации АЭС.

От нейтронно-физических характеристик активной зоны, в основном, зависят не параметры офсетного регулирования, а границы перемещения управляющих групп ОР СУЗ при снижении и увеличении мощности, и квазистационарные значения аксиального офсета в ночном и дневном временных интервалах. В ночном интервале это значение определяется нижней границей офсетно-мощностной фазовой диаграммы. В дневном интервале это значение определяется средней величиной офсета между верхней и нижней границами разрешенной области (рисунок 5.3.5.7, 5.3.5.8).

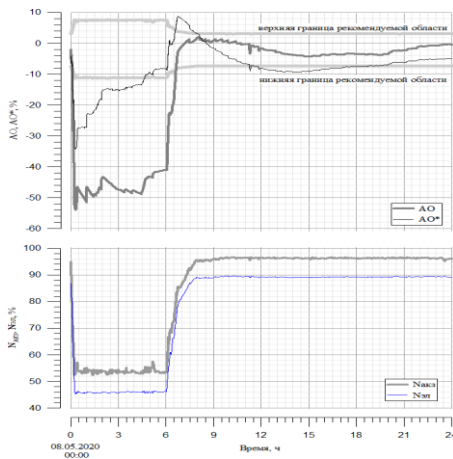


Рисунок 5.3.5.7 – Изменение мгновенного и равновесного офсета, мощности РУ и ТГ

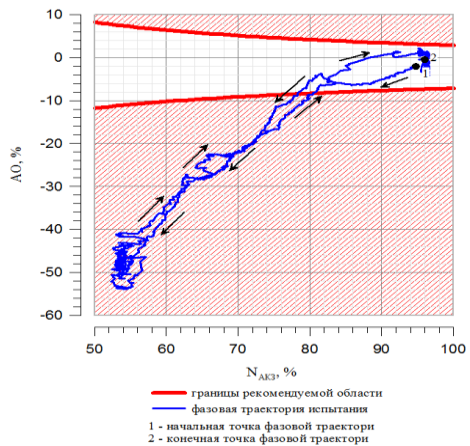


Рисунок 5.3.5.8 – Офсет-мощностная фазовая диаграмма

Исходное состояние реактора нестационарное – продолжается процесс отравления ксеноном после изменений в седьмом суточном графике несения маневренной нагрузки. Температура теплоносителя (давление пара) в центре расширенного диапазона. ЭЧСР выполняет снижение мощности реактора от 96 до 51%Wном(ру) со скоростью 3% Wном(ру)/мин за счет увеличения температуры теп-

лоносителя (давления пара) до верхней границы расширенного диапазона, затем ВИУР выполнил последовательное ручное переключение АРМР с 12 на группы 11 и 10, в режим без передачи движения, и продолжил погружение до положения соответственно 40, 40 и 59%. Аксиальный офсет снижается до минус 53%, текущая точка офсет-мощностной диаграммы выходит за пределы рекомендуемой области, что допускается при снижении мощности возбуждается нисходящая фаза аксиальных ксеноновых колебаний.

В течение 6 ч от начала снижения мощности поддерживается мощность реактора 51 % $W_{ном(ру)}$. Идет процесс отравления реактора ксеноном, АРМР работал в режиме «Т», поддерживая значение давления в ГПК, равное $6,66 \pm 0,05$ МПа. АРМР в автоматическом режиме извлекает группы 10, 11 соответственно до положения 103% (ВКВ) и 72 %, обеспечивая одновременно компенсацию отравления реактора ксеноном и подавление нисходящей фазы аксиальных ксеноновых колебаний с увеличением офсета в диапазоне от минус 53 % до минус 40 % (ниже рекомендуемой области). Температура теплоносителя (давления пара) поддерживается при достигнутом значении. Давление пара в ГПК при нагружении достигало минимального значения равного 6,55 МПа.

Выполняется увеличение мощности реактора от 51 до 84% $W_{ном(ру)}$ со скоростью ЭЧСР 10 МВт/мин за счет снижения температуры теплоносителя (давления пара) до нижней границы расширенного диапазона, затем АРМР выполнил извлечение групп 11 и 12 до положения соответственно ВКВ и 93% в режиме с передачей движения. Далее ВИУР отключил АРМР, ЭЧСР автоматически перевелся в режим «РД» на поддержание значения давления пара в ГПК, равным РГПК ЗДН = 6,57 МПа. Офсет увеличивается до 1,0 %, текущая точка офсет-мощностной диаграммы возвращается в рекомендуемую область, возбуждается восходящая фаза аксиальных ксеноновых колебаний.

Далее, увеличение мощности реактора до 96,2 % $W_{ном(ру)}$ за 66 мин за счет разотравления реактора (выгорания ксенона). Значение электрической мощности увеличилось до 1070 МВт со средней скоростью 1,8 МВт/мин. Температура теплоносителя увеличивается в темпе, соответствующем поддержанию давления пара у нижней границы расширенного диапазона. Погружением группы до положения 90 % предотвращается выход текущей точки офсет-мощностной диаграммы за верхнюю границу рекомендуемой области.

Для выравнивания состояния, была произведена подача дистиллята. Суммарный объем введенного дистиллята составил 24,4 т. Значение офсета составляет 2,05.

Поддерживается мощность реактора 96 % $W_{ном(ру)}$. Разотравление (выгорание ксенона) компенсируется погружением 12 группы до положения 70%, 11 группы до 90% в темпе, обеспечивающем поддержание текущей точки офсет мощностной в рекомендуемой области (офсет смещается к нижней границе рекомендуемой области), вводом бороной кислоты. Для поддержания данного темпа движения группы разотравление частично компенсируется увеличением температуры теплоносителя (давления пара) до верхней границы расширенного диапазона.

Поддерживается мощность реактора 96 % $W_{ном(ру)}$. Отравление реактора ксеноном компенсируется извлечением группы 12 до положения 78 % в темпе, обеспечивающем подавление нисходящей фазы аксиальных ксеноновых колебаний и поддержание офсета в рекомендуемой области (офсет смещается к верхней границе рекомендуемой области, достигает значения, соответствующего началу суточного цикла).

До конца суточного цикла поддерживается мощность реактора 96 % $W_{ном(ру)}$. Поддержание давления пара в ГПК в диапазоне $6,80 \pm 0,05$ МПа работой АРМР. Отравление реактора ксеноном компенсируется снижением температуры теплоносителя (давления пара) до середины расширенного диапазона. Офсет поддерживается у верхней границы рекомендуемой области извлечением 11 гр. ОР СУЗ до ВКВ и 12 гр. ОР СУЗ до 74 %. Суммарный объем введенного за сутки дистиллята составляет 31,7 т.

Чтобы минимизировать эти эффекты при реализации маневренных режимов, было принято решение об определении разрешенной области значений аксиального офсета нейтронной мощности в зависимости от величины мощности.

Основным стабилизирующим фактором в маневренных режимах является обратная отрицательная связь между нейтронно-физическими характеристиками зоны и температурой теплоносителя и топлива, и соответственно температурный и мощностный эффекты реактивности. В первую очередь, необходимо использовать максимальным образом температурное регулирование за счет изменения температуры теплоносителя на входе в реактор, при этом происходит дополнительная минимизация водообмена при сохранении всех ограничений по локальной мощности в зоне (рисунок 5.3.5.9, 5.3.5.10).

Поэтому для решения задачи минимизации водообмена в маневренных режимах, не менее важной задачей по сравнению с задачей обеспечения устойчивости работы реактора, следует использовать

разрешенную область значений офсета, которая определяется офсетно-мощностной фазовой диаграммой, рассчитываемой для каждого момента кампании. Из этой диаграммы можно определить квазистационарные значения аксиального офсета для ночного и дневного интервалов времени, которые могут быть, как было уже сказано, существенно, различными.

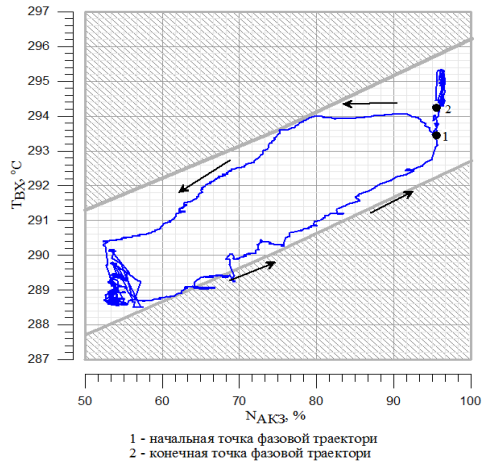
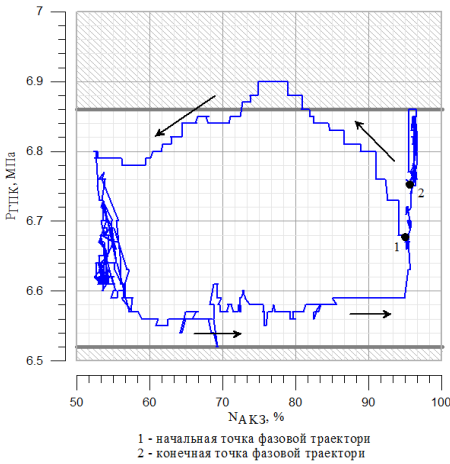


Рисунок 5.3.5.9 – Фазовая диаграмма изменения давление в ГПК в координатах мощности и давления

Рисунок 5.3.5.10 – Фазовая диаграмма изменения температуры на входе в реактор в координатах мощности и температуры

Основные параметры энергоблока и основного оборудования в исходных и конечных состояниях и их экстремальные значения в ходе восьмого суточного цикла приведены в таблице 5.3.5.1.

Таблица 5.3.5.1 – Основные параметры энергоблока и основного оборудования в исходных и конечных состояниях и их экстремальные значения в ходе восьмого суточного цикла

Параметр	Значение				Минимальное значение	Максимальное значение
	08.05.2020					
Дата	00:00:00	00:30:00	06:00:00	08:00:00		
Время, ч:мин:с						
Тэф, эфф.сут	306,5	306,5	306,6	306,7	306,5	307,3
Накз, МВт (%)	3063,8	1725,9	1691,5	3052,8	1666,1	3102,5

Параметр	Значение				Мини- маль- ное значе- ние	Макси- маль- ное значе- ние
	08.05.2020					
Дата						
Время, ч:мин:с	00:00:00	00:30:00	06:00:00	08:00:00		
Н1к, МВт (%)	3013,8	1783,4	1754,4	3014,5	1724,9	3044,4
Накнп, МВт (%)	3055,6	1712,1	1641,6	3016,2	1633,7	3124,2
Ндпз, МВт (%)	3084,7	1780,7	1769,5	3085,8	1685,6	3134,1
Нэл, МВт	1058	552	552	1069	542	1077
Н12, %	74,8	40,1	40,1	90,2	40,1	92,9
Н11, %	103	40,5	71	102	40,5	103
Н10, %	103	78,5	102,5	102,5	70,7	103
Н1-9, %	103	103	103	103	103	103
Сбк, г/дм ³	0,52	0,54	0,53	0,5	0,44	0,57
Тх1, 0С	293,4	289,9	290,1	293,4	288,6	295,2
Тх2, 0С	293,5	289,9	290,2	293,6	288,6	295,5
Тх3, 0С	293,5	289,8	290,2	293,5	288,5	295,4
Тх4, 0С	293,3	289,7	290	293,3	288,4	295,1
Тг1, 0С	322,4	307,7	307,7	322,5	306,2	324,3
Тг2, 0С	322,1	307,4	307,6	322,2	305,9	324
Тг3, 0С	322,4	307,5	307,5	322,5	306,1	324,3
Тг4, 0С	321,6	307	307,1	321,6	305,5	323,5
ΔТ1, 0С	29,1	17,8	17,5	29,1	17,2	29,2
ΔТ2, 0С	28,6	17,4	17,3	28,6	16,9	28,7
ΔТ3, 0С	28,9	17,7	17,4	28,9	17	29,1
ΔТ4, 0С	28,4	17,3	17	28,3	16,9	28,6
Р1, МПа	15,78	15,76	15,79	15,87	15,57	15,9
Рпн МПа	17,45	17,54	17,45	17,47	17,3	17,61
Гподпитки, т/ч	33,2	28,6	31,6	32,2	25,6	40,7
Гпродувки, т/ч	30,5	30,5	30,6	30,6	30,3	30,7
Гпт1, т/ч	22169	22271	22218	22141	21925	22414
Гпт2, т/ч	22505	22644	22616	22508	22350	22774

Параметр	Значение				Мини- маль- ное значе- ние	Макси- маль- ное значе- ние
	08.05.2020					
Дата						
Время, ч:мин:с	00:00:00	00:30:00	06:00:00	08:00:00		
Гпт3, т/ч	22355	22589	22438	22431	22237	22660
Гпт4, т/ч	22415	22587	22538	22414	22230	22708
Гр, т/ч	89443	90092	89810	89494	89072	90375
Лкд, м	7,8	6,51	6,45	7,77	6,15	8,09
Лпг1, мм	2,64	2,69	2,7	2,68	2,62	2,73
Лпг2, мм	2,62	2,69	2,65	2,66	2,58	2,76
Лпг3, мм	2,65	2,69	2,7	2,68	2,61	2,73
Лпг4, мм	2,64	2,7	2,69	2,66	2,63	2,74
Гпв1, т/ч	1828	878	937	1813	778	1906
Гпв2, т/ч	1807	803	806	1743	708	1917
Гпв3, т/ч	1870	951	899	1879	841	1910
Гпв4, т/ч	1780	1080	944	1776	856	1879
Тпв1, ОС	221,9	198,4	197,9	221,8	195,8	222,6
Рпг1, МПа	6,72	6,75	6,79	6,73	6,55	6,94
Рпг2, МПа	6,73	6,75	6,79	6,74	6,55	6,95
Рпг3, МПа	6,74	6,75	6,79	6,75	6,56	6,96
Рпг4, МПа	6,73	6,75	6,79	6,73	6,55	6,95
Рпк, МПа	6,66	6,73	6,77	6,67	6,52	6,91
Лпнд2, мм	3,23	3,44	3,47	3,22	2,87	3,78
Лпнд3, мм	0,11	0,07	0,07	0,1	0,07	0,12
Лпнд4, мм	0,14	0,09	0,09	0,14	0,07	0,17
Лдэ, мм	2,5	2,54	2,49	2,52	2,4	2,64
Лпвд5а, мм	1,7	1,73	1,74	1,69	0,9	2,2
Лпвд5б, мм	1,69	-0,03	-0,04	1,72	-0,04	1,79
Лпвд6а, мм	0,28	0,22	0,21	0,29	0,19	0,3
Лпвд6б, мм	0,26	0,22	0,23	0,28	0,19	0,3
Лсс спп, мм	0,85	0,84	0,86	0,76	0,76	1,11
Рдэ, МПа	0,798	0,702	0,705	0,797	0,586	0,804
Ркcn, МПа	0,799	0,698	0,695	0,798	0,499	0,804
Ркэн-1, МПа	0,92	1,06	1,05	0,93	0,91	1,11

Параметр	Значение				Минимальное значение	Максимальное значение
	08.05.2020					
Дата						
Время, ч:мин:с	00:00:00	00:30:00	06:00:00	08:00:00		
Ркэн-2, МПа	2,13	2,32	2,31	2,15	2,13	2,38
Рпэн-1, МПа	8,93	9,19	9,2	8,92	8,7	9,31
Рпэн-2, МПа	8,97	9,33	9,32	8,96	8,86	9,42
Рпэн-3, МПа	8,89	0,87	9,98	8,87	0,75	9,98
Рпэн-4, МПа	0,96	0,86	0,86	0,95	0,69	0,96
Рпэн-5, МПа	8,85	9,24	9,25	8,85	8,75	9,36
Фпэн-1, МПа	1918	1127	1112	1873	1035	1939
Фпэн-2, МПа	1729	1458	1379	1729	1252	1750
Фпэн-3, МПа	1698	0	0	1712	0	1729
Фпэн-4, МПа	0	0	0	0	0	0
Фпэн-5, МПа	1591	1385	1369	1605	998	1636
Кq max	1,39	1,46	1,46	1,38	1,38	1,46
Кv max	1,5	2,56	2,47	1,54	1,47	2,69
Кv зап	0,27	0,73	0,88	0,14	0,03	0,9
DNBRзап	0,42	1,01	1,12	0,4	0,4	1,13
QL max (Вт/см)	270,1	265	252,6	273,6	245,9	280,9
QL зап (Вт/см)	42,9	100,4	111,5	17,1	17,1	111,6
ОФСЕТ	-1,99	-47,24	-40,94	2,05	-53,81	2,1

5.3.1 Выводы по разделу 5.3

По результатам испытаний подтверждена эффективность следующих способов управления электрической мощностью энергоблока, а также мощностью и энерговыделением реактора при работе энергоблока в суточном графике несения маневренной нагрузки в пределах которого энергоблок может гарантированно выполнять изменения нагрузки по заданному графику:

- алгоритма локализации ксеноновых процессов для управления реактором в оптимальном суточном графике несения маневренной нагрузки 96-71-96 % $N_{ном(э)}$ (подтверждение возможности управления реактором без борного регулирования);

- комбинированного алгоритма управления реактором в суточном графике несения маневренной нагрузки 100-50-100% $N_{ном(э)}$ (96-46-96 с учетом указанных допущений) (проверка возможности поддержания суточного графика несения маневренной нагрузки с заданной скоростью увеличения мощности с применением борного регулирования);
- применения эффектов «мягкого» температурного регулирования на различных этапах суточного графика несения маневренной нагрузки.

Комплексная работа АСУ ТП энергоблока позволяет осуществлять работу в суточном графике несения маневренной нагрузки.

При работе АРМР в режиме «Т» наблюдались избыточные по длительности команды АРМР, приводящие к перерегулированию давления пара в ГПК. Данное замечание не является критичным, но является основанием для дальнейшей доработки режима регулирования.

Получены экспериментальные данные по работе оборудования и систем энергоблока в суточном графике несения маневренной нагрузки с расширенным диапазоном изменения давления пара в ГПК для последующего внедрения маневренных режимов в проекты энергоблоков АЭС-2006 и ВВЭР-ТОИ.

По результатам испытаний установлено, что:

- текущая точка офсет-мощностной диаграммы находилась вне рекомендуемой области в течение 6 часов и 33 мин в восьмые сутки испытаний, что не противоречит требованиям технологического регламента – не более 12-ти часов в каждом из суточных циклов.
- максимальная скорость снижения мощности реактора, не приводящая к нарушениям условий программы испытаний и технологического регламента, составляет 3 %/мин;
- максимальная скорость увеличения мощности РУ, не приводящая к нарушениям условий программы испытаний и технологического регламента, составляет 1 %/мин.

Сегодня все АЭС с ВВЭР-1000 (1200) эксплуатируются в режиме стабилизации мощности энергоблока на заданном уровне, хотя оборудование первого контура рассчитано на эксплуатацию в режиме маневрирования мощностью. Это, прежде всего, связано с тем, что в настоящее время маневрирование мощностью ЭБ осуществляется операторами в ручном режиме по требованию диспет-

черов энергосистемы. Выполнение маневра операторами в ручном режиме очень сложно, так как при управлении необходимо одновременно контролировать изменение многих нейтронно-физических и технологических параметров, что приводит к необходимости учитывать влияние человеческого фактора на безопасность АЭС. С увеличением доли АЭС в энергосистеме возникает необходимость их подключения к регулированию нагрузки энергосистемы, поскольку существует несоответствие между производством и потреблением электроэнергии в течение суточного цикла. При модернизации существующих энергоблоков АЭС и проектировании энергоблоков нового поколения особое внимание необходимо уделять повышению их безопасности и надежности, улучшению маневренных характеристик. Залогом надежной и безопасной эксплуатации энергоблока является устойчивость состояния реактора при возмущениях как во время работы на постоянном уровне нагрузки, так и в маневренном режиме.

5.4 Алгоритмы управления мощностью и распределением энерговыделением при работе на мощности

5.4.1 Контроль энерговыделения

Прежде чем говорить об алгоритмах управления мощностью необходимо определиться, что и как контролирует ВИУР при управлении ЯЭУ.

Энерговыделение активной зоны характеризуется скалярными величинами и массивами чисел – распределениями. Распределения задаются по ячейкам активной зоны (j) или (i,j) , где j – номер ТВС, i – номер высотного слоя (от низа активной зоны).

Параметры энерговыделения:

- N – текущая мощность реактора (предоставляется СКУД);
- $N_{\text{ном}}$ – номинальная мощность реактора (3200 МВт);
- $N_{\text{доп}}$ – мощность реактора, максимально-допустимая при текущем состоянии оборудования;
- $Q_{l_{ijk}}$ – максимальная линейная тепловая нагрузка на твэл с номером k в ячейке (i,j) активной зоны, Вт/см (предоставляется СКУД);
- $Q_{l_{im}^{\text{доп}}}$ – максимально допустимое значение линейной тепловой нагрузки на твэл в i -ом высотном слое для трех групп топливных элементов в ТВС – для центральных ($m=1$) и периферийных ($m=2$) твэл, и для твэгов ($m=3$);
- $K_{v_{ij}}$ – относительное энерговыделение в ячейке (i,j) активной зоны, равное отношению мощности энерговыделения в данной

- ячейке к средней мощности (предоставляется СКУД);
- $Kv_{ij}^{доп}$ – максимально допустимое значение Kv_{ij} на мощности $N_{доп}$ (предоставляется СКУД для каждой ячейки активной зоны ²);
- $Kv = \max Kv_{ij}$ – коэффициент неравномерности распределения энерговыделения по объему активной зоны (предоставляется СКУД);
- Kq_j – относительная мощность энерговыделения j-й ТВС, равная отношению ее мощности к средней мощности ТВС (предоставляется СКУД);
- $Kq = \max Kq_j$ – коэффициент неравномерности распределения энерговыделения по ТВС (предоставляется СКУД).

Видеокадр представления $\max Kv_{ij}$ и $\max Kq_j$ представлен на рисунке.5.4.1

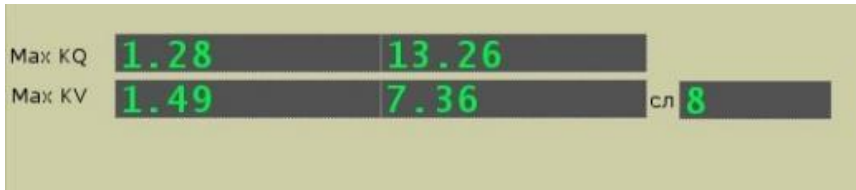


Рисунок 5.4.1 – Часть видеокадра СВРК

ВИУР при управлении ЯЭУ также может контролировать и $\max Kq$ и Kv , при этом указывается координата ТВС с максимальными значениями.

- Ограничение интегральной мощности энерговыделения активной зоны $N \leq N_{доп}$.
- Ограничение относительного энерговыделения на мощности $N \leq N_{доп}$ - $Q_{l_{ijk}} \leq Q_{l_{im}}^{доп}$
- $Kv_{ij} \leq \psi \cdot Kv_{ij}^{доп}$, где $\psi = 1 / (0.83 \cdot N / N_{доп} + 0.17)$

Функция ψ задает консервативную зависимость предельных значений Kv_{ij} от текущей мощности реактора.

5.4.2 Система контроля управления диагностики- СКУД

Для выполнения контроля и диагностики состояния ЯЭУ в распоряжении оператора имеются специальные средства информа-

² Массив $Kv_{ij}^{доп}$ рассчитывается в рамках подготовки Отчета в подтверждение безопасности текущей топливной загрузки. Результаты расчета вводятся в СКУД, где обеспечивается контроль ограничений $Kv_{i,j}$.

ционной поддержки на основе предоставляемых на мониторах СКУД данных о текущем состоянии и предыстории реактора. В составе СКУД работает программа «Имитатор реактора» ИР (Рисунок 5.4.2), обеспечивающая функции расчетного контроля и прогнозирования состояния реактора.

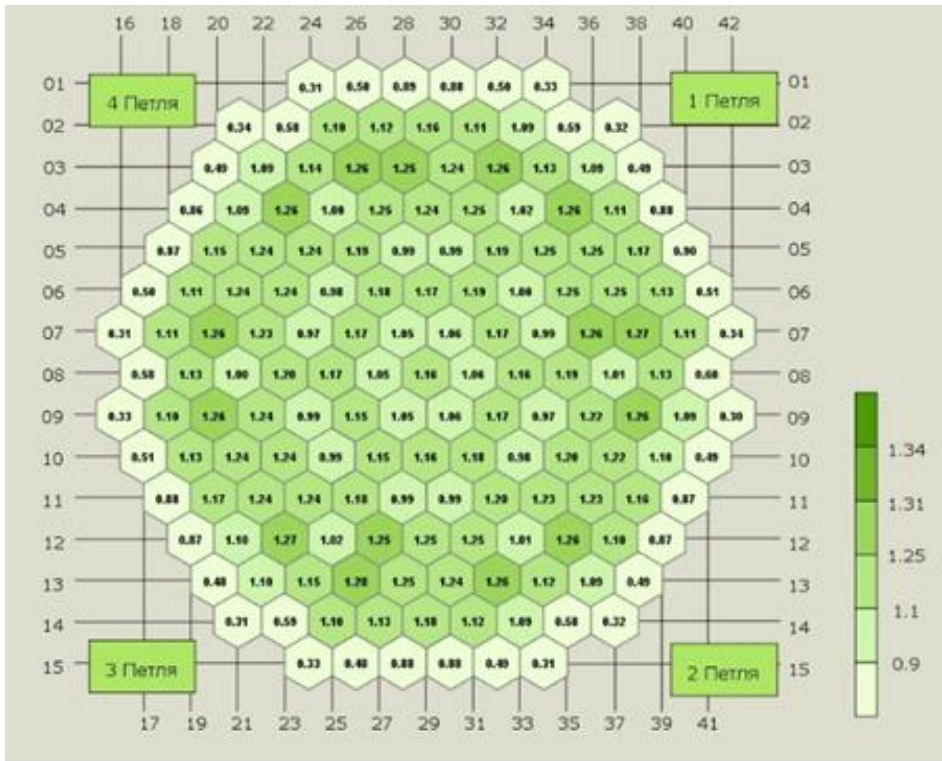


Рисунок 5.4.2 – Панель программы «имитатор реактора»

Ориентированные на управление энерговыделением активной зоны форматы представления информации на мониторах СКУД содержат:

- графики изменения мощности реактора, мгновенного и равновесного значений офсета, прогнозируемого офсета, положения групп ОР, расчетной и измеренной концентрации борной кислоты в теплоносителе, прогнозируемой критической концентрации борной кислоты в теплоносителе;
- численные текущие значения положения управляющих групп ОР,

средней входной температуры и подогрева теплоносителя в активной зоне, реактивности, значения K_v и K_q ;

- профиль высотного распределения мощности энерговыделения (значения K_{vij} – средние и максимальные по активной зоне, а также по отдельным ТВС), с уставкой регламентного ограничения;
- картограммы распределения мощности энерговыделения – K_{qj} и K_{vij} ;
- фазовые диаграммы (K_q -мощностная, K_v -мощностная, офсет-мощностная, офсет-офсетная);
- текстовые сообщения (подсказки, рекомендации, предупреждения).

Для остановленного реактора оператору предоставляется расчетная информация, полученная с учетом протекания в активной зоне ксеноновых и самариевых процессов:

- текущее значение реактивности (глубина подкритичности);
- текущее значение критической концентрации борной кислоты;
- текущее значение пусковой концентрации борной кислоты.
-

5.4.3 Управление процессами ксенонового отравления

Ксеноновые процессы

Изменение мощности реактора вызывает переходной ксеноновый процесс, связанный с изменением общего количества ядер ^{135}Xe в активной зоне и соответствующим изменением реактивности. Характерной особенностью изменения реактивности, при ненулевой исходной концентрации ксенона, является наличие экстремума. По характеру доминирующих эффектов различают следующие основные этапы ксеноновых переходных процессов:

- выгорание ксенона – рост реактивности после подъема мощности (концентрация ^{135}Xe уменьшается за счет поглощения нейтронов);
- отравление – уменьшение реактивности непосредственно после снижения мощности или после подъема мощности и достижения максимума реактивности в ходе выгорания ксенона (концентрация ^{135}Xe увеличивается за счет распада ядер ^{135}I);

- разотравление – рост реактивности после достижения минимума в ходе отравления в результате снижения мощности (распад ядер ^{135}Xe).

Для поддержания постоянной мощности в ходе ксеноновых процессов изменение концентрации ^{135}Xe компенсируют изменением содержания поглотителя в активной зоне путем водообмена и/или перемещения групп ОР.

Ксеноновые колебания распределения энерговыделения связаны с периодическим процессом перераспределения по объему активной зоны концентрации ядер ^{135}Xe . Для эксплуатации реактора практическое значение имеют аксиальные (высотные) и диаметральные ксеноновые колебания.

Аксиальные ксеноновые колебания.

Для описания ксеноновых колебаний используется специальная характеристика – офсет.

АО – мгновенный аксиальный офсет, отвечающий текущему распределению ксенона (предоставляется СКУД):

$$AO = \frac{N_B - N_H}{N} \cdot 100\% ,$$

где N_B и N_H – текущие значения мощности верхней и нижней половин активной зоны, соответственно; $N=N_B+N_H$.

АО* – равновесный аксиальный офсет, отвечающий равновесному (стационарному) распределению ксенона (предоставляется СКУД).

Изменение офсета при постоянной мощности реактора и отсутствии движения ОР (дрейф офсета) свидетельствует о наличии аксиальных ксеноновых колебаний. Свободные ксеноновые колебания (длительный дрейф офсета) имеют характер синусоидальных колебаний величины мгновенного офсета АО относительно точки равновесного офсета АО* с периодом $T \sim 28-30$ часов. В начале кампании свободные ксеноновые колебания затухают, в конце кампании могут наблюдаться расходящиеся колебания. Этап увеличения/уменьшения офсета называют «восходящей»/«нисходящей» фазой аксиальных ксеноновых колебаний.

Основные причины возникновения аксиальных ксеноновых колебаний:

- начальное возмущение офсета. Положительное или отрицательное приращение офсета (в результате перемещения групп ОР или изменения мощности) возбуждает соответственно восходя-

щую или нисходящую фазу колебаний. Интенсивность колебаний находится в прямой зависимости от величины приращения офсета и времени. Если 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, поэтому 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 ($AO=AO^*$), 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 выгорания ксенона, поэтому фаза ксеноновых колебаний определяется начальным изменением офсета: отрицательное или положительное приращение офсета возбуждает соответственно нисходящую или восходящую фазу ксеноновых колебаний.

Диаметральные ксеноновые колебания.

Несимметричное увеличение K_{qj} в отдельной группе ТВС и снижение K_{qj} в диаметрально противоположной части активной зоны, при постоянной мощности реактора и отсутствии движения ОР, свидетельствует о наличии диаметральных ксеноновых колебаний.

Основные причины возникновения диаметральных ксеноновых колебаний:

- несимметричное перемещение ОР, в частности, падение одного ОР или извлечение ранее упавшего ОР;
- отключение или включение ГЦН.

Ограничения на офсет задаются в виде офсет-мощностной фазовой диаграммы .

Офсет-мощностная фазовая диаграмма (рисунок 5.4.3) строится в осях мощности (N) и мгновенного офсета (AO). Содержит оптимальные траектории, рекомендуемую область, область допустимой мощности. Перемещение фазовой точки по оптимальной траектории отвечает наименьшим изменениям локальной тепловой нагрузки на твэлы. Поддержание фазовой точки в рекомендуемой области ограничивает изменение локальной нагрузки в допустимых пределах.

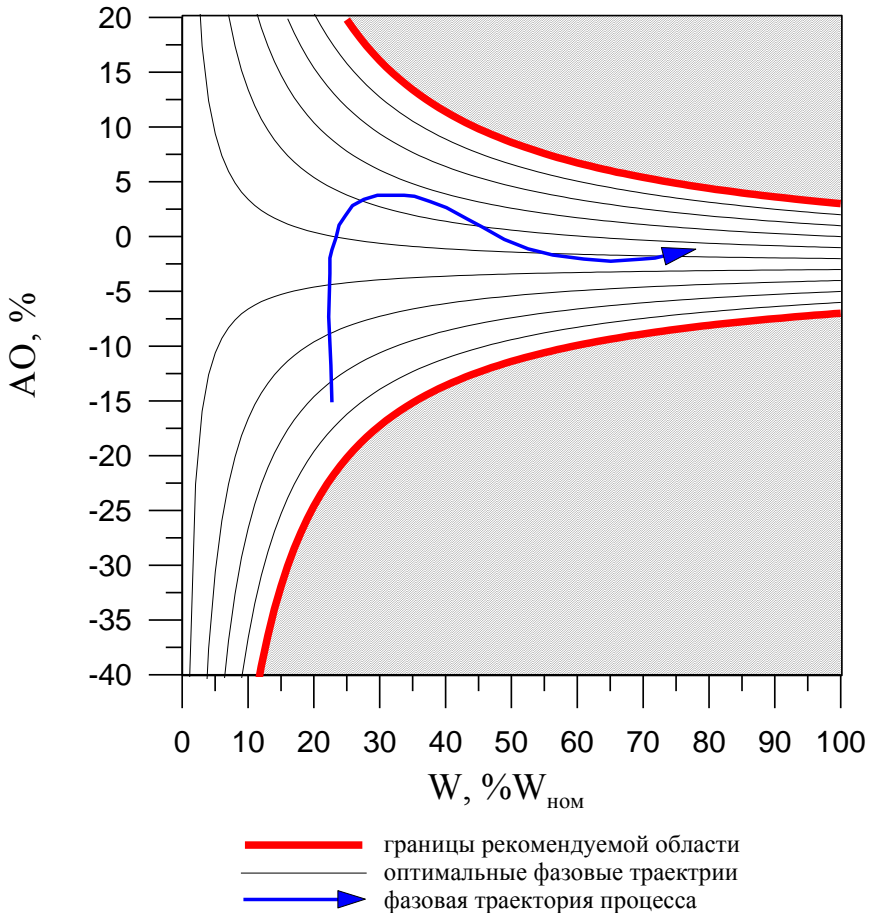


Рисунок 5.4.3 – Офсет-мощностная диаграмма

Офсет-офсетная фазовая диаграмма (рисунок 5.4.4) строится в осях мгновенного (AO) и равновесного (AO^*) офсета. Мгновенный офсет отвечает текущему распределению концентрации ксенона в активной зоне. Равновесный офсет отвечает равновесному распре-

делению ксенона. Стационарным состояниям реактора отвечают точки на диагонали диаграммы ($AO=AO^*$). Рекомендуемая область соответствует рекомендуемой области офсет-мощностной диаграммы для текущего значения мощности.

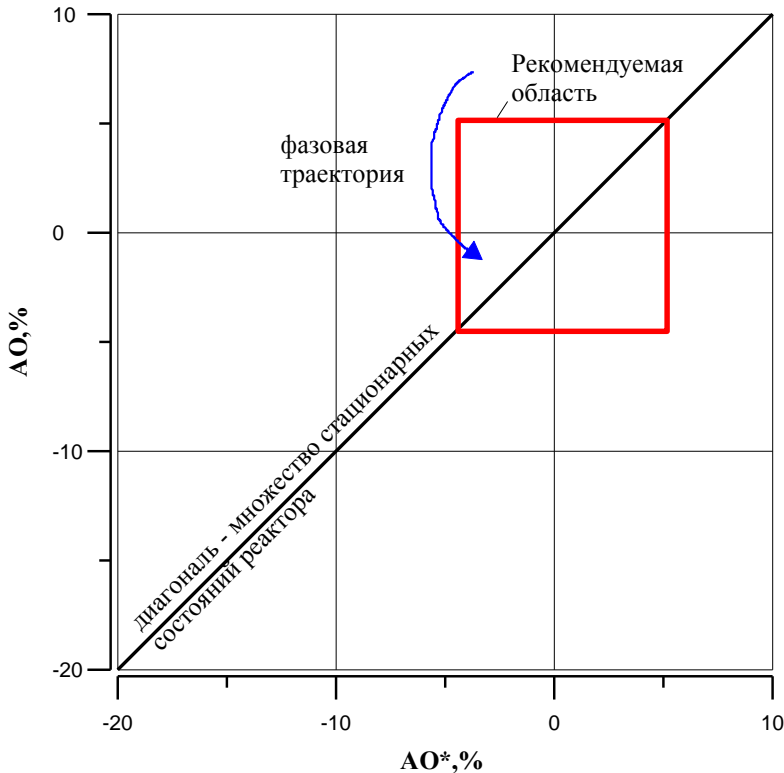


Рисунок 5.4.4 – Офсет-офсетная диаграмма

5.4.4 Управляющие воздействия

Первым средством воздействия на реактивность, а следовательно и на управление энерговыделением ЯЭУ являются ОР СУЗ. При управлении ОР СУЗ могут перемещаться с рабочей скоростью 2 см/с, индивидуально или в составе групп ОР (рисунок 5.4.5), а также падать под действием силы тяжести. Минимальный шаг перемещения ОР – 2 см. При движении с рабочей скоростью предельное верхнее и нижнее положения ОР находятся соответственно на верхнем (ВКВ) и нижнем (НКВ) концевых выключателях, при падении ОР нижнее предельное положение – на нижнем жестком упоре (НЖУ). На рисунке 5.4.6 показано расположение ВКВ, НКВ, НЖУ относительно активной зоны.

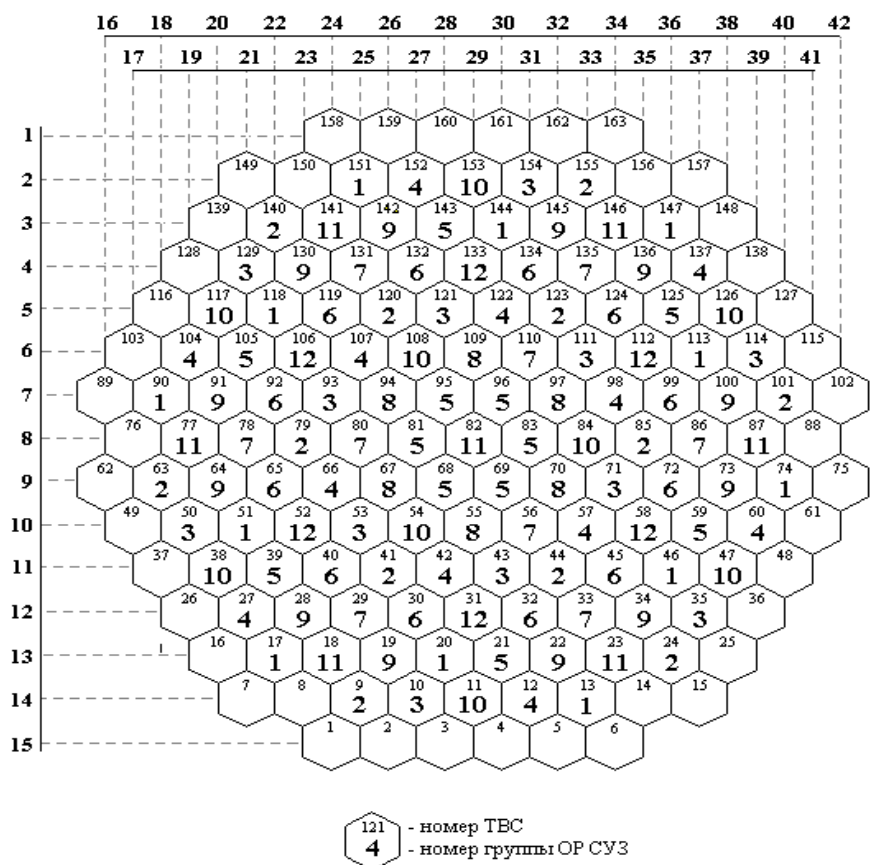


Рисунок 5.4.5 – Распределение ОП по группам

Конструктивные особенности ОП СУЗ позволяют обеспечивать не превышение скорости введения положительной реактивности более 0,07 $\beta\text{эфф/с}$, при извлечении регулирующих групп ОП СУЗ с рабочей скоростью, также данное требование НП-082 обеспечивается и при максимально быстром выведении бора из теплоносителя первого контура, где $\beta\text{эфф}$ – эффективная доля запаздывающих нейтронов;

Изменение положения ОП в индивидуальном и групповом режимах обеспечивает изменение мощности и распределения энерговыделения. Извлечение/погружение ОП обеспечивает увеличение/снижение мощности реактора и увеличение/снижение мощности ТВС, в которых перемещаются ОП, и их ближайшего окружения, а также

увеличение/снижение локальной мощности энерговыделения участков топливных элементов (ТВЭЛ/ТВЭГ) вблизи нижней границы поглощающих стержней ОР.

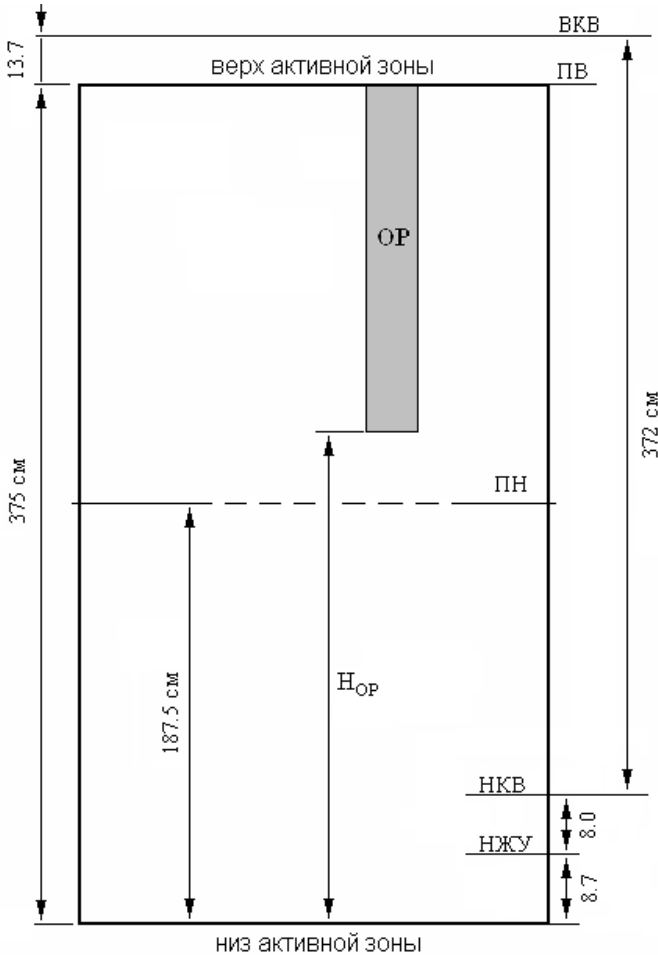


Рисунок 5.4.6 – Положение относительно активной зоны концевых и промежуточных выключателей и текущего положения ОР (см)

Примечания:

- $H_{рг}$ – положение регулирующей группы в % от высоты активной зоны реактора;
- при нахождении регулирующей группы в области допустимых и рекомендуемых положений все остальные группы находятся на ВКВ.

Движение нижней границы поглощающих стержней ОР в направлении середины высоты активной зоны уменьшает значение оффсета, движение в направлении от середины увеличивает значение оффсета.

Изменение положения ОР в индивидуальном режиме выполняется воздействием ключа «ИНДИВИДУАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ».

Изменение положения групп ОР выполняется оператором вручную, воздействием ключа «ГРУППОВОЕ УПРАВЛЕНИЕ», или автоматически под управлением АРМ. При одновременном поступлении сигналов от оператора и АРМ выполняется команда оператора.

В ручном и автоматическом режимах обеспечивается перемещение одной группы без передачи движения и перемещение групп с передачей движения. Передача движения происходит на 50% или 100% высоты активной зоны (топливного столба) соответственно при движении групп вниз или вверх.

В условиях нормальной эксплуатации для управления используются четыре «управляющие» группы с номерами: 9, 10, 11, 12. При движении управляющих групп должна сохраняться штатная последовательность: $N9 \geq N10 \geq N11 \geq N12$.

Допускается снижение мощности реактора за счет погружения управляющих групп без ограничения их конечного положения, после чего в течение 12 часов группы 9, 10 и 11 должны быть извлечены на ВКВ, а группа 12 переведена в допустимый интервал положений (рисунок 5.4.7).

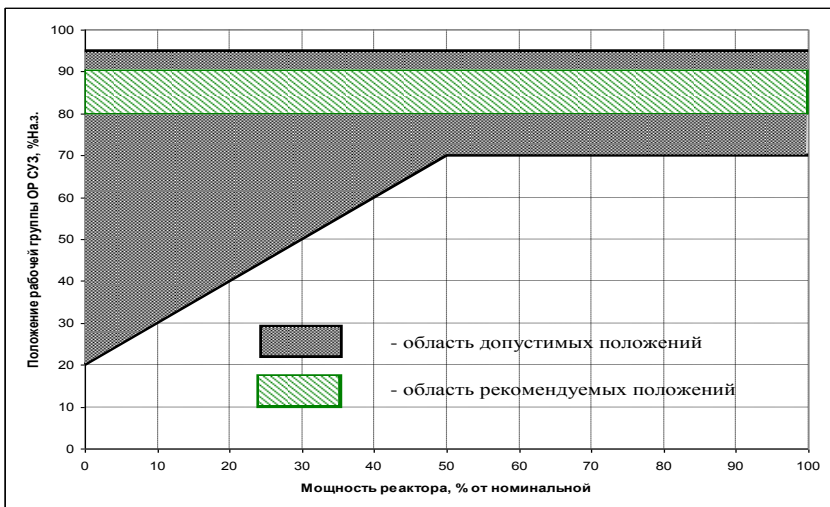


Рисунок 5.4.7 – Допустимые и рекомендуемые положения рабочей 12 группы ОР СУЗ в стационарных состояниях реактора

Для подавления аксиальных ксеноновых колебаний при работе на постоянном уровне мощности допускается погружение управляющих групп, на время **не более 12 часов**, с соблюдением ограничений: $H_{10} \geq 90\%$, $H_{11} \geq 80\%$, $H_{12} \geq 70\%$.

По сигналу ПЗ-1 обеспечивается автоматическая разгрузка реактора последовательным погружением групп с передачей движения.

Для подавления или предупреждения ксеноновых колебаний допускается погружение одного ОР, принадлежащего управляющей группе, на время **не более 6 часов**.

По сигналу УПЗ обеспечивается ускоренная автоматическая разгрузка реактора за счет падения группы УПЗ.

По сигналу АЗ обеспечивается остановка реактора за счет падения всех групп.

Система группового и индивидуального управления (СГИУ).

СГИУ обеспечивает индикацию положения и управление движением ОР с помощью органов управления и необходимых средств индикации на панели пульта оператора БЩУ, а также виртуальными средствами на мониторе АРМ КЭ СУЗ/СКУД.

Индикация положения ОР. Положение ОР, расстояние по вертикали от нижней границы поглотителя до нижней границы активной зоны (топливного столба), предоставляется в сантиметрах, а также в процентах от высоты активной зоны.

Органы управления, обеспечивающие выбор режима работы СГИУ.

На панели пульта оператора:

- «АРМ» – ключ на два положения («ОТКЛ» и «ВКЛ»), обеспечивает включение или отключение АРМ.

Виртуальные средства на мониторе АРМ КЭ СУЗ/СКУД:

- «Режимы и уставки АРМ» – выбор режима регулирования АРМ («Н», «Т», «С») и задание уставок для АРМ (заданного значения мощности реактора и скорости изменения заданного значения при работе регулятора в режиме «Н», заданного значения давления пара в ГПК при работе регулятора в режиме «Т», ширины зоны нечувствительности по давлению пара в ГПК при работе регулятора в режиме «Т») (рисунок 5.4.8).

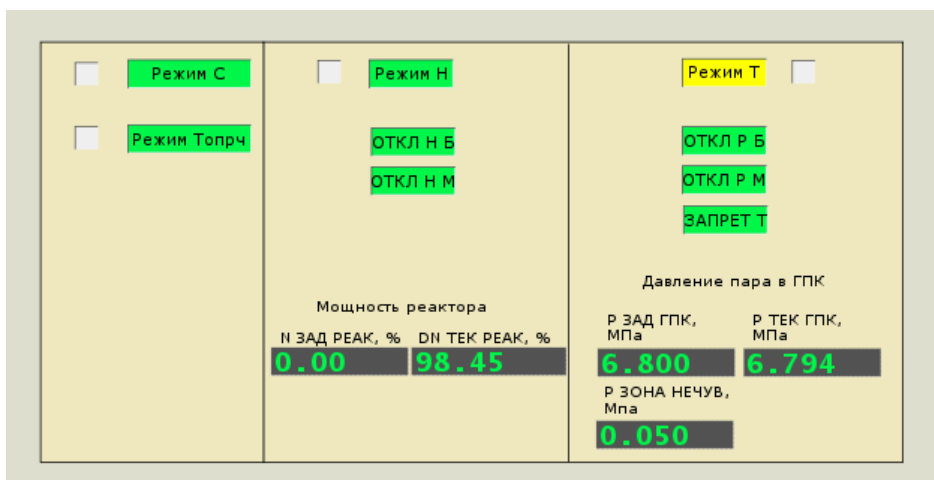


Рисунок 5.4.8 –Видеокадр выбора режима регулирования АРМ

- «Выравнивание ОР в рабочей группе» – задание режима выравнивания приводов ОР в группе, работающей под управлением АРМ.
- «Съем с упора» – задает режим остановки ОР в ходе его извлечения по команде ключа «Групповое управление» до положения выше НКВ (после срабатывания АЗ, УПЗ).
- «Блокировка ПЗ-2» – выключает режим «ПЗ-2» (снимает запрет на движение вверх упавшего ОР).

Виртуальные органы управления на мониторе АРМ КЭ СУЗ/СКУД, обеспечивающие выбор ОР и групп ОР для управления:

- «Выбор группы» – виртуальная кнопочная панель, обеспечивает выбор группы для ручного управления в режим без передачи движения или задает режим с передачей движения.
- «Выбор группы для АРМ» – виртуальная кнопочная панель обеспечивает выбор для управления от АРМ одной из управляющих групп в режим без передачи движения или задает режим с передачей движения (в режиме с передачей движения сигнал посылается на управляющие группы и группу УПЗ).
- «Выбор ОР в индивидуальное управление» – обеспечивают выбор одного ОР для индивидуального управления.

Органы управления на панели пульта оператора, обеспечивающие команду на движение ОР:

- «ГРУППОВОЕ УПРАВЛЕНИЕ» – ключ на три положения («М», «Б» и среднее положение) с самовозвратом в среднее положение при снятии усилия. Задает команду на движение групп вниз – «М» или вверх – «Б».
- «ИНДИВИДУАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ» – ключ на три положения («М», «Б» и среднее положение) с самовозвратом в среднее положение при снятии усилия. Задает команду на движение выбранного в индивидуальное управление ОР вниз – «М» или вверх – «Б».
- «АЗ» – две кнопки, задающие команду на срабатывание аварийной защиты.
- «УПЗ – две кнопки, задающие команду на срабатывание УПЗ.
- «ПЗ-1» – две кнопки, задающие команду на срабатывание ПЗ-1 (при снятии усилия движение ОР прекращается).

Режим «Ручной без передачи движения».

Если на виртуальной панели «Выбор группы» выбрана позиция от «1» до «12», то по команде ключа «Групповое управление» будет перемещаться группа с номером, соответствующим выбранной позиции.

Режим «Ручной с передачей движения».

Если на виртуальной панели «Выбор группы» выбрана позиция «ПД» и АРМ отключен, то по команде ключа «ГРУППОВОЕ УПРАВЛЕНИЕ» группы ОР будут перемещаться по следующему алгоритму. Движение вниз начинается с группы 12, движение вниз любой другой группы происходит при условии положения групп с большими номерами ниже нижнего промежуточного выключателя (ПН), установленного в положении 50% высоты активной зоны (рисунок 5.4.6). Движение вверх начинается с группы 1, движение вверх любой другой группы происходит при условии положения групп с меньшими номерами выше верхнего промежуточного выключателя (ПВ), установленного в положении 100% высоты активной зоны.

Также существует Режим «Автоматический с передачей движения». Если на виртуальной панели «Выбор группы для АРМ» выбрана позиция «ПД», то по команде АРМ группы ОР будут перемещаться по алгоритму, описанному выше.

Режим «Автоматический без передачи движения».

Если на виртуальной панели «Выбор группы для АРМ» выбрана одна из позиций «9», «10», «11», «12», то по команде АРМ будет

перемещаться группа с номером, соответствующим выбранной позиции.

Выбор ОР в индивидуальное управление выполняется виртуальными средствами на мониторе АРМ КЭ СУЗ/СКУД. Оператор может выбрать ПИВ один ОР и перемещать его воздействием ключа «ИНДИВИДУАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ».

Оборудованием СГИУ реализуется следующий **приоритет** команд управления (в порядке убывания):

- команды АЗ;
- команды ПЗ (УПЗ, ПЗ-1, ПЗ-2);
- команды индивидуального управления;
- команды ручного группового управления;
- команды автоматического управления.

Кроме того, в каждом из режимов работы реализуется приоритет команд управления на движение ОР вниз над командами управления на движение ОР вверх.

Следующим средством воздействия на реактивность является водообмен. Уменьшение или увеличение концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура (водообмен) соответственно вводом дистиллята или концентрата борной кислоты (концентрата) обеспечивает соответственно увеличение или снижение мощности реактора при незначительном воздействии на распределение энерговыделения. В ходе кампании эффективность воздействия ввода дистиллята снижается до нуля (поскольку находится в прямой зависимости от концентрации борной кислоты в теплоносителе).

При условии поддержания постоянной мощности реактора перемещение группы ОР должно компенсироваться изменением концентрации борной кислоты или движением другой группы ОР. В последнем случае группы должны перемещаться в противоположных направлениях, при этом меняется дистанция групп – расстояние по вертикали между нижней границей поглотителя ОР (увеличение дистанции между двумя группами вызывает увеличение офсета, уменьшение дистанции – уменьшение офсета).

K_v -мощностная диаграмма строится в осях мощности (N) и $K_{v_{ij}}$ (рисунок 5.4.9). Содержат текущую фазовую точку, допустимую и запрещенную области. Для каждой ячейки активной зоны (i, j) представляется отдельная K_v -мощностная диаграмма. Поддержание фазовой точки в допустимой области соответствует поддержанию допустимых значений $K_{v_{ij}}$.

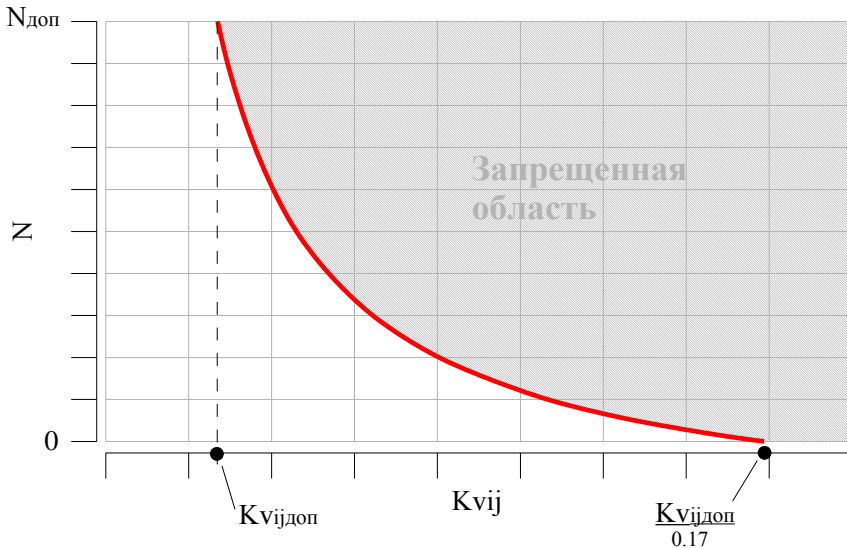


Рисунок 5.4.9- Ограничение относительного энерговыделения (K_{vij}) в зависимости от мощности реактора (N)

Алгоритмы управления в условиях нормальной эксплуатации

Поддержание постоянного уровня мощности.

В состоянии со стационарным ксеноном выгорание топлива, автоматически компенсируется извлечением 12-ой группы под управлением

АРМ, группу периодически возвращают в исходное положение в допустимом диапазоне (рисунок 5.4.7) за счет ввода дистиллята. Для эффективного использования топлива рекомендуется поддерживать проектное положение 12-ой группы – 90%.

Интегральные ксеноновые переходные процессы компенсируют водообменом и движением управляющих групп с учетом необходимости управления распределением энерговыделения.

Офсет поддерживают в пределах рекомендуемой области офсет-мощностной диаграммы, при необходимости выполняют подавление ксеноновых колебаний.

Изменение мощности.

Планирование изменения мощности. С помощью программы ИР, оператор делает прогноз конечного состояния реактора, выбирают конечное положение 12-ой группы, определяет конечное стационарное значение офсета в пределах рекомендуемой области. Ко-

нечную точку на офсет-мощностной диаграмме рекомендуется выбирать вблизи оптимальной фазовой траектории, проходящей через начальную точку.

Для изменения мощности энергоблока в арсенале оператора существует несколько способов, далее расскажем о них подробнее .

При выходе рабочей группы ОР СУЗ за допустимые границы персонал должен, воздействуя на систему подпитки-продувки (изменяя концентрацию борной кислоты в теплоносителе первого контура), вернуть рабочую группу ОР СУЗ в допустимый диапазон.

Положение каждого ОР рабочей группы по отношению к любому другому ОР этой группы не должно отличаться на величину более 60 мм.

Изменение мощности турбиной.

Регулятор ТГ (режим «РМ») автоматически изменяет электрическую мощность ТГ, с заданной скоростью до заданного значения, при этом АРМ (режим «Т»), управляя движением групп, автоматически изменяет мощность реактора, поддерживая постоянное давление пара.

Изменение мощности реактором.

Ручной режим. При отключенном АРМ мощность реактора изменяют за счет: водообмена, движения групп, ксеноновых процессов. При этом регулятор ТГ (режим «РД») соответственно изменяет электрическую мощность, поддерживая постоянное давление пара.

Автоматический режим. АРМ в режиме «Н» за счет движения групп, автоматически изменяет мощность реактора, с заданной скоростью до заданного значения. При этом регулятор ТГ (режим «РД») соответственно изменяет электрическую мощность, поддерживая постоянное давление пара.

Переход на пониженный уровень мощности.

Мощность реактора снижают в ручном или в автоматическом режиме за счет погружения управляющих групп и/или ввода концентрата, а также за счет отравления ксеноном.

Скорость снижения мощности ограничена (таблица 5.2.2).

При снижении мощности допускается выход фазовой точки офсет-мощностной диаграммы за пределы рекомендуемой области на время не более 12 ч.

После выхода на заданный уровень мощности, на этапе отравления извлекают группы в штатной последовательности, используя работу АРМ.

Переключением АРМ на управление выбранной группой, а также воздействием ключа «ГРУППОВОЕ УПРАВЛЕНИЕ» и водообменом корректируют движение групп, подавляя ксеноновые колебания офсета и обеспечивая возвращение фазовой точки офсет-мощностной диаграммы в рекомендуемую область. На этапе разотравления стабилизируют офсет при заданном конечном значении.

Переход на повышенный уровень мощности.

Увеличение мощности выполняют за счет извлечения групп (ручной или автоматический режим) или ввода дистиллята (ручной режим), при этом группу 12 извлекают до положения не выше 95%. Нагрузка реактора может выполняться также за счет процессов выгорания ксенона и разотравления.

При увеличении мощности в ручном режиме запрещается одновременно с вводом дистиллята извлекать группы или отдельные ОР.

Скорость увеличения мощности ограничена (таблица 5.2.2).

Если текущая точка офсет-мощностной диаграммы исходно находилась в рекомендуемой области, то в ходе увеличения мощности она должна оставаться в пределах рекомендуемой области. Если текущая точка исходно находилась вне рекомендуемой области (п. Е.5.2.3.3), то она должна быть переведена в рекомендуемую область в процессе увеличения мощности от исходного значения до уровня $0.8\Delta N$ (где ΔN – изменение мощности).

После выхода на заданный уровень мощности офсет стабилизируют в пределах рекомендуемой области офсет-мощностной диаграммы, используя при необходимости алгоритмы подавления ксеноновых колебаний.

При кратковременном снижении мощности, существуют некоторые приемы которые необходимо выполнять оператору для предупреждения ксеноновых колебаний в общем случае рекомендуется: после снижения мощности по возможности быстро извлечь управляющие группы 9, 10 и 11, а группу 12 перевести в положение, обеспечивающее исходное значение офсета; в дальнейшем компенсацию ксеноновых процессов и увеличение мощности выполнять за счет водообмена, перемещением группы 12 поддерживая исходное значение офсета.

При снижении мощности на время меньше 12 часов допускается поддерживать группы в положении, достигнутом ими при разгрузке, чтобы обеспечить подъем мощности за счет извлечения групп. Этот прием рекомендуется использовать в условиях пониженной эффективности водообмена в конце кампании.

При кратковременной, на время не более 5 часов, разгрузке реак-

тора от номинальной мощности $N_{ном}$ до мощности N в диапазоне 75-90% может использоваться алгоритм пространственной локализации ксеноновых процессов, обеспечивающий снижение интенсивности водообмена и предупреждение ксеноновых колебаний. Уменьшение мощности выполняют

путем погружения управляющих групп 11 и 12 в верхнюю половину активной зоны таким образом, что мощность нижней половины сохраняется. Для этого офсет должен быть уменьшен от исходного значения $AO_{исх}$ до значения $AO_{ниж} \approx 100 + (AO_{исх} - 100)N_{ном}/N$.

На пониженной мощности отравление компенсируют извлечением групп, изменением дистанции групп поддерживается значение офсета, по возможности близкое к $AO_{ниж}$. При необходимости вводят дистиллят или концентрат.

Подъем мощности выполняют за счет извлечения групп: группа 11 извлекается полностью, группа 12 – до положения не выше предельно допустимого. Если извлечение групп не обеспечило подъем мощности до 100%, дальнейшее увеличение мощности выполняют за счет процесса выгорания ксенона или ввода дистиллята. При работе на 100% мощности поддерживают исходное значение офсета $AO_{исх}$.

Оптимальное управление в отношении изменения локальной тепловой нагрузки на твэлы обеспечивается в том случае, если фазовая точка офсет-мощностной диаграммы возвращается в исходное положение.

Управление распределением энерговыделения.

Предупреждение и устранение превышения предельно допустимых значений параметров K_{vij} , Q_{lijk} .

Текущие значения параметров K_{vij} и Q_{lijk} в каждом высотном слое контролируют с помощью специальных форматов СКУД и ИР. Оператору предоставляются значения минимального запаса от текущих величин K_{vij} и Q_{lijk} до соответствующих максимально допустимых – $K_{vijдоп}$ и $Q_{lijкдоп}$, с указанием номера ТВС (i) и номера высотного слоя (j), где достигается минимум (рисунок 5.4.10).

ЗАП Т ТВС	8.7 град.С	12-27		
ЗАП KV	0.26	12-29	ур	6
ЗАП QL	39 Вт/см	12-29	ур	6
ЗАП DNBR	0.39	12-29	сл	13

Рисунок 5.4.10 – Часть видеокadra СВРК

При снижении минимального запаса до нуля выполняют следующие действия:

- для предупреждения превышения предельных значений K_{vij} и Q_{lijk} в верхней половине активной зоны, то оператору следует уменьшить офсет. Если предельные значения превышены, то снижают мощность до достижения допустимых значений (предпочтительно погружением управляющих групп в верхнюю половину активной зоны);
- для предупреждения превышения предельных значений K_{vij} или Q_{lijk} в нижней половине активной зоны, выполняют действия по увеличению офсета. Если предельные значения превышены, то снижают мощность до достижения допустимых значений (предпочтительно вводом концентрата, для равномерного снижения мощности без влияния на верхнюю половину активной зоны).

Для предупреждения аксиальных ксеноновых колебаний в процессе изменения состояния реактора обеспечивают минимальное отклонение офсета от значения, соответствующего конечному стационарному состоянию.

Подавление аксиальных ксеноновых колебаний.

С помощью графика офсета и фазовых диаграмм, выполняя при необходимости расчетный прогноз по программе ИР, оценивают степень

нестабильности офсета (определяют амплитуду и фазу колебаний офсета), прогнозируют возможность выхода фазовой точки за пределы рекомендуемой области офсет-мощностной диаграммы или возможность превышения предельно-допустимых значений параметров энерговыделения. При необходимости выполняют процедуру подавления ксеноновых колебаний.

Общее правило подавления колебаний гласит управляющее воздействие должно изменять офсет в направлении противоположном его дрейфу. Между управляющими воздействиями делают выдержки времени для определения направления и скорости дрейфа офсета.

Для подавления восходящей фазы колебаний, в случае положения управляющих групп выше 50%, погружают группу 12 на 2-5%, затем последовательно погружают группы 11 и 10. Перед началом погружения каждой группы контролируют дрейф офсета. Повторяют описанную процедуру погружения групп до изменения фазы колебаний. При достижении группами нижних предельных положений подавление колебаний прекращают, далее до изменения фазы ко-

лебаний контролируют превышение допустимых значений K_{vij} и Q_{lijk} . Погружение групп компенсируют вводом дистиллята (также по возможности используют выгорание ксенона и разотравление). Движением групп управляют с помощью ключа «Групповое управление» и переключением АРМ на управление выбранной группой.

Для подавления нисходящей фазы колебаний, в случае положения управляющих групп выше 50%, управляющие группы извлекаются из активной зоны; группы 10 и 11 извлекаются до ВКВ, группа 12 – не выше 95%. Извлечение групп компенсируют вводом концентрата (также по возможности используют отравление). Движением групп управляют с помощью ключа «Групповое управление» и переключением АРМ на управление выбранной группой. Допускается компенсировать извлечение групп погружением центрального ОР до положений ниже 50% (погружение центрального ОР выше 50% не дает необходимого эффекта).

Если дистанция между двумя управляющими группами составляет более 40%, то для подавления колебаний используют способ изменения дистанции. При этом одной группой управляют с помощью ключа «ГРУППОВОЕ УПРАВЛЕНИЕ», другую подключают к АРМ.

Алгоритм изменения фазы колебаний обеспечивает ускорение подавления колебаний при дрейфе фазовой точки на офсет-офсетной диаграмме в направлении – «от диагонали». Управляющие группы перемещают, воздействуя на офсет до изменения направления дрейфа – «к диагонали».

Алгоритм поддержания постоянного офсета обеспечивает стабилизацию состояния реактора при заданном положении 12-ой группы. За счет перемещения управляющих групп обеспечивают поддержание постоянного офсета (соответствующего заданному положению 12-ой группы) до полного погашения колебаний.

Алгоритм поддержания равновесного офсета обеспечивает наиболее быстрое гашение колебаний. Подавление колебаний начинают в момент достижения фазовой точкой диагонали офсет-офсетной диаграммы ($AO=AO^*$). За счет перемещения управляющих групп обеспечивают поддержание текущей точки на диагонали офсет-офсетной диаграммы до полного погашения колебаний.

Подавление диаметральнх ксеноновых колебаний.

Если прогнозируется возможность превышения предельно допустимых значений параметров K_{vij} и Q_{lijk} в ходе диаметральнх ксеноновых колебаний, то погружением одного ОР, ближайшего к j-й ТВС и принадлежащего одной из управляющих групп, предотвращают превышение предельно допустимых значений параметров

и обеспечивают подавление колебаний. Движение ОР компенсируют движением управляющей группы или водообменом. Погруженный ОР может находиться в активной зоне не более 6 часов. Погружение ОР допускается в том случае, если в активной зоне нет ОР, не принадлежащих управляющим группам.

Алгоритмы управления в случае нарушений условий нормальной эксплуатации

Режим ПЗ-1. По сигналу ПЗ-1 реактор автоматически разгружается за счет ввода групп ОР в штатной последовательности. После отмены режима ПЗ-1 используют описанные выше алгоритмы управления реактором.

Режим УПЗ. По сигналу УПЗ происходит снижение мощности за счет падения ОР группы УПЗ, одновременно происходит погружение групп в режиме ПЗ-1 до тех пор, пока реактор не разгрузится до заданного уровня мощности. В течение **3 часов** после разгрузки блока группу УПЗ извлекают из активной зоны за счет отравления ксеноном, ввода концентрата, погружения управляющих групп. Группа УПЗ в ручном режиме будет извлекаться за счет отравления реактора ксеноном. Дальнейшее управление мощностью реактора по командам от регулятора мощности АРМ осуществляется путем перемещения групп № 9 – 12 в соответствии с заданным алгоритмом передачи движения от группы к группе для режима автоматического группового управления. Извлечение ОР группы УПЗ возможно в режиме индивидуального управления «тройками» ОР, при этом состав «троек» и последовательность их извлечения жестко заданы эксплуатационной документацией.

6 СНИЖЕНИЕ МОЩНОСТИ И ОСТАНОВ ЭНЕРГОБЛОКА

6.1 Снижение мощности энергоблока

Исходные условия для начала работ по снижению мощности энергоблока указаны в ТРБЭ.

Если планируется останов блока для перевода РУ в состояния «останов для ремонта», НАЧАТЬ выполнение работ по очистке и дегазации теплоносителя 1 контура в соответствии с рабочей программой очистки и дегазации теплоносителя первого контура перед выводом энергоблока на ППР. При этом поддерживается максимальный расход подпитки-продувки 1 контура.

Максимальная скорость снижения мощности реактора не более 3% ННОМ в минуту в соответствии с ТРБЭ. Такая высокая скорость снижения мощности при плановых разгрузках не применяется и, в случае плановой разгрузки, скорость ограничивается требованиями дежурного диспетчера и согласованного диспетчерского графика разгрузки.

Запрещается:

- переводить заданное значение АЗ в двух или более каналах АКНП одновременно;
- нажимать кнопку «ЗАПИСЬ» не убедившись в правильности выставленной уставки по запасу величины контролируемого параметра до заданного значения на дисплее АКНП;
- переводить заданное значение АЗ в следующем канале АКНП, не закончив переключение в предыдущем канале и не убедившись в правильности проделанной операции по запасу величины контролируемого параметра до заданного значения на дисплее АКНП и в отсутствии предупредительных (аварийных) сигналов.

На 1 блоке Нововоронежской АЭС-2 данные ограничения не могут быть нарушены из-за простого и весьма эффективного организационно-технического решения. Ключ, позволяющий изменять уставку в канале АКНП, только один и физически невозможно изменить уставку в двух каналах одновременно.

При изменении тепловой мощности РУ более чем на 20 % от текущего уровня вследствие срабатывания аварийной защиты или плановых изменений мощности в течение 4 часов необходимо производить отбор не менее 3-х проб теплоносителя первого контура для

последующего контроля герметичности оболочек ТВЭЛ с вызовом персонала ОЯБ, так называемый spike эффект.

Поддержание и изменение мощности блока осуществляется с помощью АРМ, работающим совместно с ЭЧСР турбины с автоматическим согласованием режимов работы АРМ и ЭЧСР.

Допускается поддерживать и изменять мощность реактора с помощью дистанционного управления (при отключенном АРМ) при работе основных автоматических регуляторов блока.

В процессе снижения мощности контролировать положение отдельных ОР СУЗ в регулирующей группе и производить выравнивание их по высоте, не допуская рассогласования более 60 мм. При нарушениях в работе СГИУ действовать в соответствии с требованиями ИЛН.

Видеокадр системы контроля энерговыделения показана на рисунке 6.1.1.

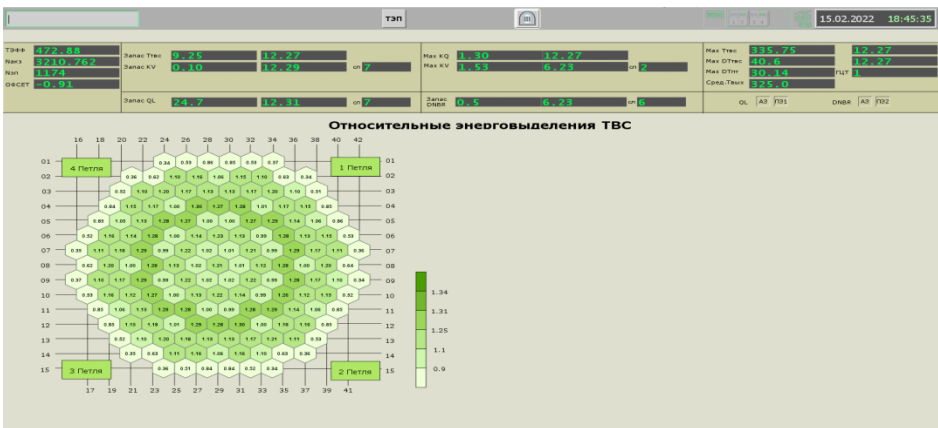


Рисунок 6.1.1 – Видеокадр системы контроля энерговыделения

Управление распределением энерговыделения производить в соответствии с алгоритмами управления ксеноновыми колебаниями.

В процессе снижения мощности необходимо постоянно контролировать:

- плотность разъемов оборудования РУ по первому и второму контурам;
- активность теплоносителя первого контура по радионуклидам йода $131\div 135$;

- суммарную объемную активность радионуклидов в продувочной воде парогенераторов;
- суммарную объемную активность радионуклидов в воде пром-контура;
- суммарную объемную активность радиоактивных газов в вентиляционных системах 10KLA02, 10KLA22;
- радиационную обстановку в помещениях ЗКД с помощью стационарных средств АСРК и переносных приборов радиационного контроля;
- распределение энерговыделения по объему активной зоны реактора

Видеокадр системы радиационного контроля РК1 контура показан на рисунке 6.1.2.

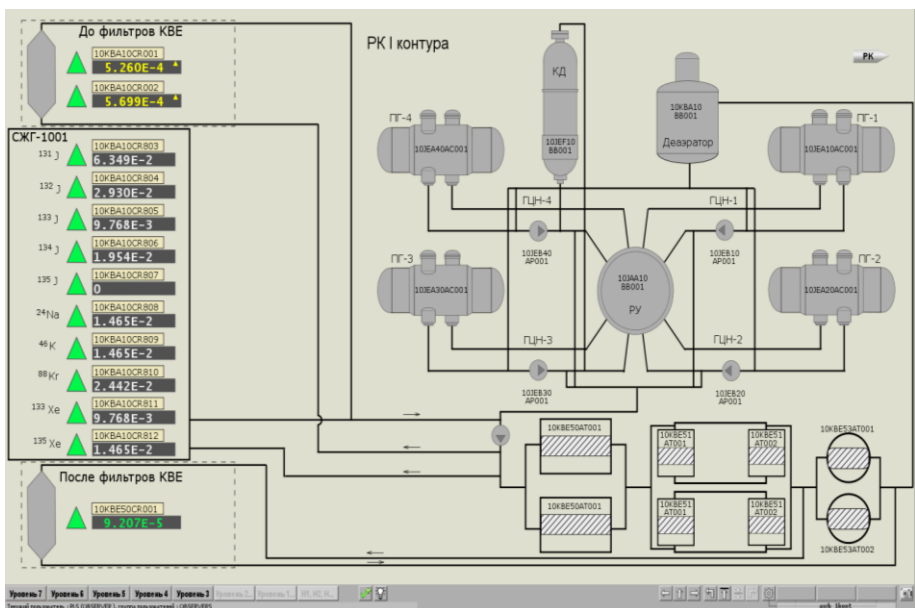


Рисунок 6.1.2 – Видеокадр системы радиационного контроля РК1 контура

Существует несколько способов снижения мощности:

1. Можно снижать мощность от ЭЧСР, тем самым следуя диспетчерскому графику разгрузки. Так ЭЧСР на 1,2 блоке НВАЭС-2 позволяет поддерживать скорость разгрузки с точностью до 0,1 МВт/мин.

2. Можно разгружать РУ посредством введения в аз ОР СУЗ или дозирования раствора борной кислоты в зависимости от распределения энерговыделения и конечного значения мощности. В этом случае ЭЧСР осуществляет поддержание давления в ГПК прикрытием РК ВД, а АРМ осуществляет снижение заданной мощности с точностью 1%/м.

Видеокадр контроля ЭЧСР показан на рисунке 6.1.3.

Количество вводимой при разгрузке борной кислоты или глубину погружения ОР СУЗ ВИУР может рассчитать в программе «имитатор реактора». Максимальная скорость разгрузки в ЭЧСР не превышает 30 МВт/мин, что составляет 3% $N_{НОМ}$ /мин. При этом ВИУР, вводя жидкий поглотитель или ОР СУЗ, может превысить регламентную скорость снижения мощности. Об этом надо помнить при выполнении работ по снижению мощности.

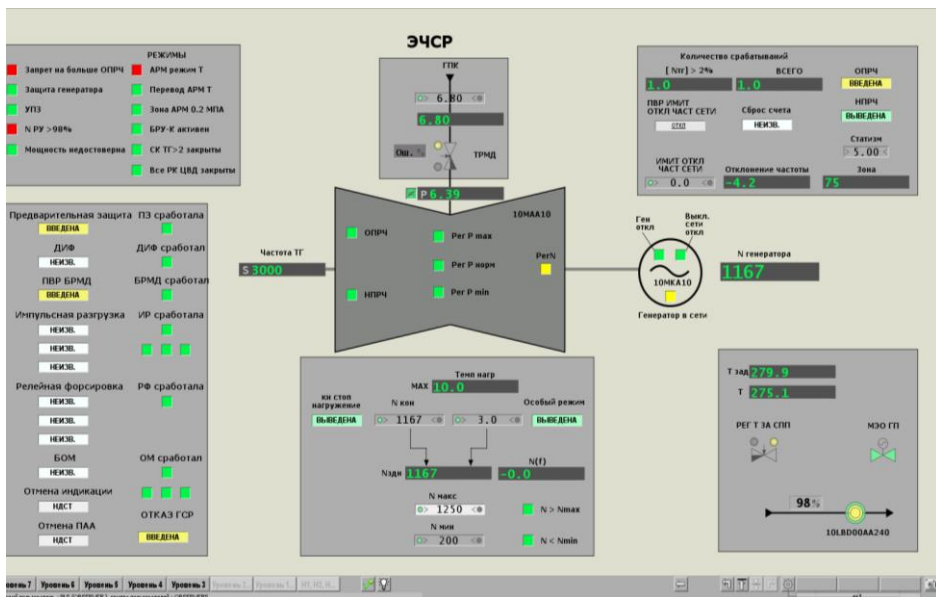


Рисунок 6.1.3 – Видеокадр контроля ЭЧСР

Так как любое изменение мощности потребует проведения водообмена, заблаговременно должны быть подготовлены свободные объемы в баках приёма теплоносителя 1 контура, а также наличие достаточного количества борной кислоты. Конечно, данные требования также отражены в ТРБЭ.

При снижении мощности необходимо контролировать работу регу-

ляторов поддержания уровня в КД, регуляторов уровня ПГ, ПНД-2, деаэратора машзала, сепаратосборника (СС). Любая неисправность в данных регуляторах может привести к неконтролируемому росту/снижению уровней в ПГ, деаэраторе, КД и, впоследствии, к ННЭ. Видеокадр контроля и регулирования системы основного конденсата показан на рисунке 6.1.4.

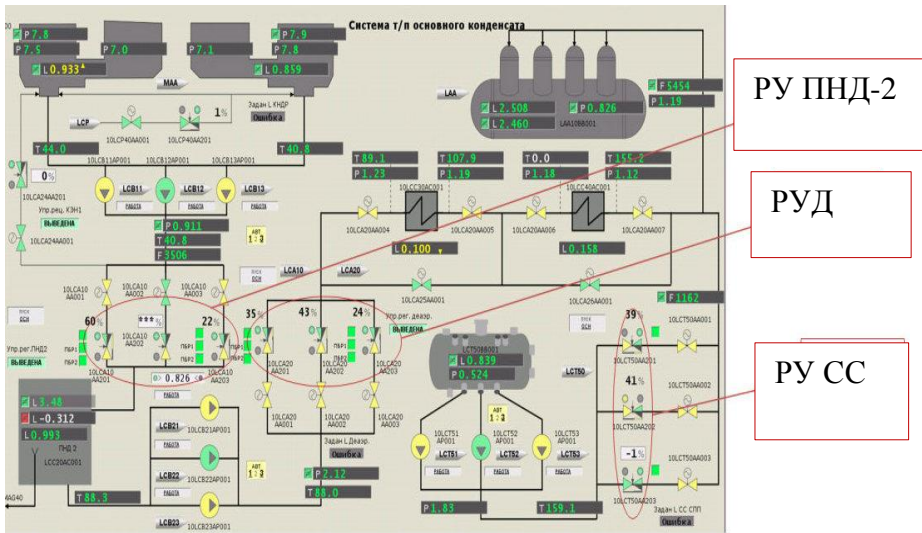


Рисунок 6.1.4 – Видеокадр контроля и регулирования системы основного конденсата

При снижении мощности до 800-820 МВт давления в III отборе турбины снизится до уставки включения БРУ-Д. Дальнейшее снижение мощности приведёт к вступлению в работу БРУ-СН и закрытию арматур на отборе. Обязательно необходимо при закрытии арматур на дренажах после III отбора. Таким образом будет удаляться влага из проточной части турбины. Видеокадр системы паропроводов собственных нужд показан на рисунке 6.1.5.

При разгрузке блока будет снижаться давление во всех отборах турбины, поэтому необходимо контролировать соответствующие переводы слива КГП, не допуская повышения уровня в регенеративных подогревателях и конденсатосборниках системы промперегрева.

Питание ПГ осуществляется ПЭНами, поэтому по мере снижения мощности необходимо контролировать отключение/отключать лишние питательные насосы. При этом необходимо контролировать

го автомата безопасности) турбины К-1200-6,8/50.

Испытания проводят для каждого из двух бойков автомата безопасности. Выбор проверяемого бойка осуществляется перемещением тяги золотника регулятора безопасности в положение проверки соответствующего бойка. Порядок проверки автомата безопасности, следующий:

1. Испытания бойков наливом масла под нагрузкой без срабатывания золотников регулятора безопасности. В этом случае масла подаётся поочередно каждый боёк, после чего происходит срабатывание каждого из бойков. При этом проверяется факт срабатывания бойка по сигнальному устройству. Закрывания СК ТА не происходит.
2. Испытания бойков наливом масла на холостом ходу без повышения частоты вращения ротора. При частоте вращения 2850 об/мин масло подаётся поочередно на бойки автомата безопасности. При увеличении числа оборотов до 2950 об/мин происходит срабатывание выбранного бойка и закрытие СК ТА.
3. Испытания бойков ЗРБ повышением частоты вращения ротора (разгоном). В данном случае воздействием на турбинный контроллер повышается частота вращения ротора турбоагрегата до момента срабатывания бойка РБ. Частота срабатывания фиксируется.

Критерий успешности выполнения программы, следующий:

- При испытании бойков наливом масла на холостом ходу без повышения частоты вращения ротора срабатывание бойков регулятора безопасности происходит при частоте менее 2950 об/мин.
- При испытании бойков повышением числа оборотов вращения ротора турбины бойки регулятора безопасности срабатывают в пределах 3270-3300 об/мин.
- На БПУ проходит сигнализация сработавших бойков автомата безопасности и прохождение соответствующей световой и звуковой сигнализации.

Видеокадр системы регулирования турбины показан на рисунке 6.2.1.

Если необходимо проведение работ на расхоленной турбоустановке есть способ быстрого снижения температуры корпуса ЦВД, ЦНД. После отключения генераторных выключателей открывают ГПЗ, затем подхватывают обороты ТА. Таким образом, без нагрузки ТА охлаждается сильно дросселированным, а значит холодным паром. Этот приём давно используется на серийных блоках В-320 и

позволяет осуществить допуск ремонтного персонала для ремонта ТА в кратчайшие сроки.

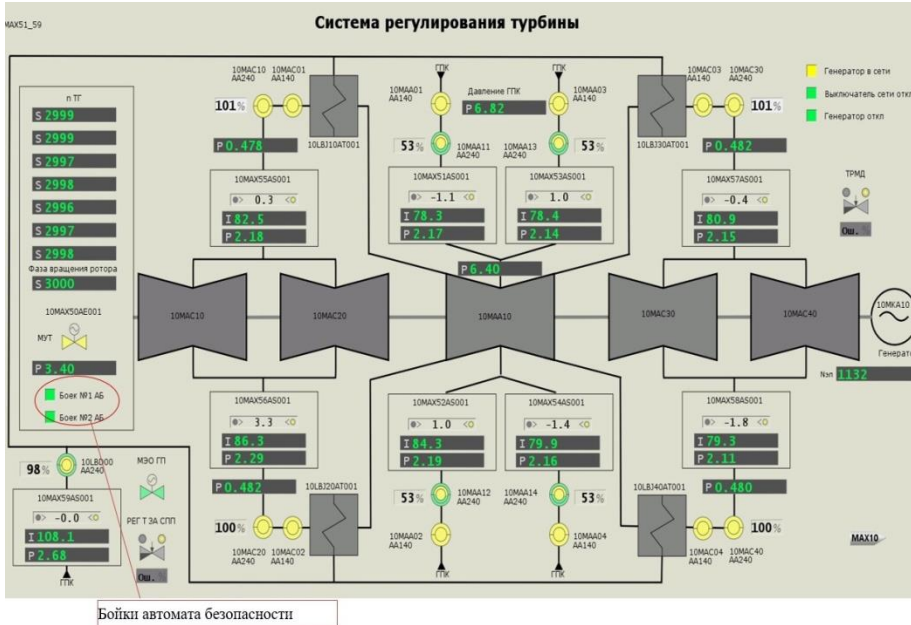


Рисунок 6.2.1 – Видеокادر системы регулирования турбины

Дальнейшее снижение мощности со скоростью не более 3%/мин осуществляется подачей РБК в 1 контур
 В работе остаётся БРУ-Д и БРУ-СН. Соответственно давление в ПГ будет снижаться, и существует вероятность срабатывания разрывной защиты 2 контура ($\Delta T_{s \text{ I-II}} > 70^\circ\text{C}$ и $P_{\text{пг}} < 5,54 \text{ МПа}$), а также диверсной защиты. То есть данные защиты необходимо вывести из работы.

После снижения мощности реактора до величины менее 1 % $N_{\text{НОМ}}$ РУ находится в состоянии «выход на МКУ»

Во время нахождения реактора на МКУ мощности, запрещается:

- выполнять операции, приводящие к изменению температуры теплоносителя первого контура и его плотности;
- проводить любые ремонтные работы на оборудовании и в цепях СУЗ и АКНП, при необходимости проведения этих работ водообмен должен быть прекращён;

- одновременно выполнять в любом сочетании операции по извлечению ОР СУЗ из активной зоны реактора, изменению концентрации РБК в первом контуре и снижению температуры теплоносителя первого контура менее 280 °С;
- включать или отключать ГЦНА;
- выводить борную кислоту из первого контура с расходом более регламентированной величины;
- изменять давление первого контура за пределы диапазона 16,2±0,3МПа;
- изменять давление в ПГ за пределы диапазона 5,7÷6,8 МПа;
- подключать ненасыщенные борной кислотой ФСД и анионитные фильтры в ОН форме системы КВЕ50-60 и если они не были подключены ранее;
- выполнять любые другие операции, которые могут привести к непредусмотренному изменению реактивности активной зоны реактора.

Продолжается ввод РБК в 1 контур в соответствии с АНФХ. Компенсатор давления необходимо включить в режим перемешивания для выравнивания концентрации РБК в 1 контуре. Для этого включаются в работу все ТЭН КД, давление в 1 контуре контролируется регулятором впрыска в КД, за счёт чего и происходит перемешивание.

Перед началом перевода РУ из состояния «выход на МКУ» в состояние «горячее» проконтролировать состояние ВХР первого и второго контуров в соответствии с инструкцией по ведению ВХР первого и второго контуров.

В процессе перевода РУ в состояние «горячее» необходимо контролировать и поддерживать разность между температурой теплоносителя подпитки первого контура и температурой теплоносителя в «холодных» нитках ГЦТ не более 30 °С.

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

ПОСЛЕ достижения концентрации БК в первом контуре не менее минимально допустимой для состояния «горячее» для данного момента кампании, определяемой в соответствии с АНФХ для текущей топливной загрузки активной зоны

После создания концентрации БК в первом контуре не менее минимально допустимой для состояния «горячее» для данного момента кампании выполняются мероприятия по непопаданию «чистого»

конденсата в первый контур.

При наличии задания на перевод РУ в «холодное состояние» ПРОДОЛЖИТЬ увеличение концентрации РБК в 1 контуре до стояночной концентрации.

Выполняется проверка проходимости ПС СУЗ в направляющих каналах ТВС с контролем времени падения ОРСУЗ в соответствии с программой.

Если работы по программе проверки проходимости ПС СУЗ в направляющих каналах ТВС с контролем времени падения ОРСУЗ не выполнялись, то ОР СУЗ опускаются, начиная с 12 группы ОР СУЗ на НКВ.

Видеокадр времени задержки падения ОР СУЗ показан на рисунке 6.2.2.



Рисунок 6.2.2 – Видеокадр времени задержки падения ОР СУЗ

6.3 Расхолаживание энергоблока

Перед расхолаживанием РУ при переводе из «горячего» состояния в «холодное» состояние, должна быть обеспечена подкритичность реактора путём увеличения концентрации БК в теплоносителе первого контура до стояночной концентрации, не менее 16 г/дм³

Скорость расхолаживания теплоносителя первого контура должна быть не более 30 °С/ч.

При проведении химической отмывки одного из ПГ и при режиме ЕЦ скорость расхолаживания теплоносителя первого контура должна быть не более 15 °С/ч

После перехода на азотную «подушку» расхолаживание КД выполняется со скоростью не более 20 °С/ч дистанционным открытием JEF11AA201,202, без поддержания разности температур между КД и теплоносителем первого контура.

В процессе расхолаживания РУ должны соблюдаться условия и ограничения:

- скорость изменения давления в первом контуре и давления в ПГ по второму контуру не должна быть больше 0,98 МПа/мин;
- разность давлений пара на выходе из ПГ не более 0,5 МПа;
- разность температур теплоносителя под крышкой реактора и в петлях должна быть не более 50°С;
- разность температур между водой (паром) и металлом корпуса КД менее 60°С;
- запас до вскипания по температуре теплоносителя первого контура на выходе из активной зоны должен быть не менее 15 °С;
- регулятор JEF10DT001 (JEF11AA201) КД, при паровой «подушке» в КД, должен поддерживать разность температур теплоносителя в КД и теплоносителя первого контура 55±5°С. При неработоспособном регуляторе разность температур теплоносителя в КД и теплоносителя первого контура поддерживается в интервале 30÷70 °С.
- разность между температурой металла верхней и нижней частей корпуса КД должна быть не более 80°С. Запрещается увеличивать уровень в КД, если разность температур металла верха и низа корпуса КД превысила значение 50°С, во избежание контакта «холодного» теплоносителя и «горячего» металла КД;
- разность между температурой металла верхней и нижней частей корпусов ПГ должна быть не более 80°С. При разности температуры верхней и нижней части корпусов ПГ более 80°С приостановить расхолаживание РУ до уменьшения этой разности до значения менее 70°С;
- разность между температурой питательной воды, подаваемой в ПГ и температурой корпуса ПГ, измеренной на наружной поверх-

ности в самой нижней точке корпусов ПГ, должна быть не более 120°C;

- разность между температурой воды системы аварийного и планового расхолаживания первого контура, в режиме планового расхолаживания, подаваемой в первый контур и температурой теплоносителя в «холодных» нитках ГЦТ должна быть не более 40°C;
- разность температур теплоносителя и корпуса реактора в зоне патрубков должна быть не более 70°C;
- разность между температурой теплоносителя, впрыскиваемого в КД, и температурой теплоносителя в КД менее 70°C (при впрыске с напора ГЦНА) и менее 90°C при подаче от системы КВА.
- при температуре теплоносителя первого контура менее 200°C работа более трёх ГЦНА запрещается.

Необходимо прекратить расхолаживание РУ (блока) в следующих случаях:

- при температуре первого контура более 100°C, в случае фактического перемещения датчика указателя положения поршня любого гидроамортизатора на величину, при которой расстояние между поршнем и внутренней поверхностью любой крышки будет менее 15мм (значения «Н» и «100-Н» должны быть больше 15 мм) в соответствии с ИЭ гидроамортизаторов.
- при снижении уровня в бачке гидроамортизатора ниже разрешенного уровня до срабатывания предупредительной сигнализации по показаниям АКГА.

В процессе расхолаживания РУ через каждые 10оС (по температуре теплоносителя первого контура) необходимо контролировать температурные перемещения ГЦТ и оборудования первого контура (ГЦНА, ПГ).

До начала заполнения ПГ и КД необходимо перевести ключ «Режим расхолаживание» в положение «ВКЛ».

В процессе расхолаживания контролировать водно-химический режим первого и второго контуров, их вспомогательных систем и выполнять его корректировку в соответствии с требованиями норм ВХР первого и второго контуров.

Расхолаживание теплоносителя первого контура производится через второй контур с помощью БРУ-К до температуры 70÷80 °С.

При снижении скорости расхолаживания менее 10 °С/ч и температура теплоносителя первого контура менее 150°C (давление в пер-

вом контуре 1,5÷1,96МПа), необходимо начать операции по вводу в работу каналов системы JNA.

Перед началом расхолаживания РУ система КВА должна быть переведена из режима «подпитки» первого контура в режим «дегазации» теплоносителя первого контура.

Водообмен в процессе расхолаживания РУ должен осуществляться при максимальной продувке первого контура (расходе через фильтры системы КВЕ максимальный), с обеспечением не менее чем трёхкратного водообмена теплоносителя первого контура, до достижения температуры менее 100 °С, с контролем концентрации водорода и активности в теплоносителе первого контура.

При расхолаживании РУ выполнять контроль концентрации растворенного водорода и концентрации растворенного кислорода в теплоносителе первого контура и подпиточной воде с периодичностью не реже одного раза в смену до достижения значения концентрации растворенного водорода в теплоносителе первого контура равного 0,5 мг/дм³ или менее.

После достижения концентрации растворенного водорода в теплоносителе первого контура равного 0,5 мг/дм³ или менее, выполнять контроль концентрации водорода в паровой фазе из верхней части КД с периодичностью не менее одного раза в смену. Контрольный уровень концентрации водорода – 2 % (об.).

При температуре теплоносителя в первом контуре менее 250°С должны быть объединены реактор и коллектора ПГ по линиям аварийных сдувок.

При температуре в первом контуре 190°С приостанавливается процесс расхолаживания РУ и начинают выполняться операции по организации химической отмывки одного ПГ.

При температуре первого контура менее 190°С приступить к расхолаживанию деаэратора машзала, параллельно с расхолаживанием первого контура. Расхолаживание деаэратора машзала осуществляется плавным снижением давления в нём воздействием на регулятор.

Видеокадр системы паропровода собственных нужд с регулятором давления в деаэраторе показан на рисунке 6.3.1.

При давлении во втором контуре 2÷2,5 МПа произвести перевод паропровода связи НВАЭС-2 из горячего резерва в работу для нужд 1-го и 2-го блока.

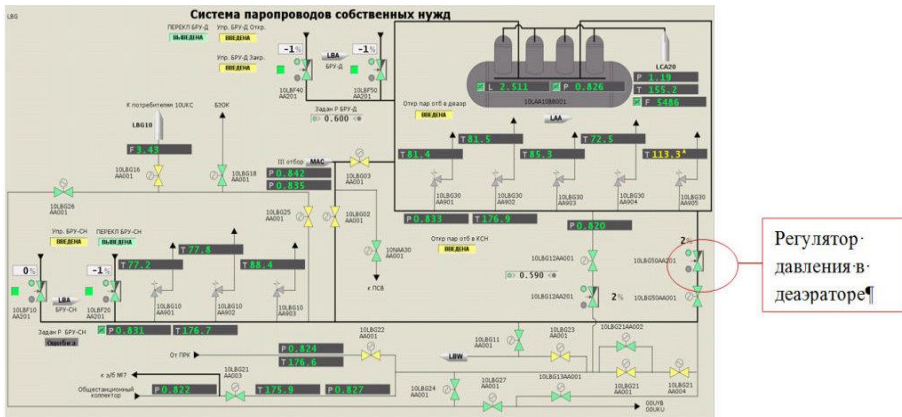


Рисунок 6.3.1 – Видеоквадр системы паропровода собственных нужд с регулятором давления в деаэраторе

При расхолаживании РУ с «азотной» подушкой КД в работе должны находиться не менее двух ГЦНА, остальные работоспособны, на них подана охлаждающая и уплотняющая вода.

При давлении в первом контуре менее 9,8 МПа отключить от первого контура все ГЕ CAO3.

При наличии задания на выполнение химической отмывки ПГ необходимо процесс расхолаживания РУ после снижения температуры теплоносителя в соответствующей «холодной» нитке ГЦТ до 190 °С, для начала выполнения работ по подготовке к химической отмывке соответствующего ПГ по второму контуру. Выполнение необходимых операций по вводу в отмываемый ПГ химического раствора выполнять при температуре теплоносителя в «холодной» нитке ГЦТ 170÷180 °С.

Процесс расхолаживания РУ продолжается со скоростью не более 15 °С/ч, после завершения всех необходимых операций для химической отмывки ПГ. Если операции по химической отмывке ПГ не производились и в работе ГЦНА то процесс расхолаживания РУ продолжается со скоростью не более 30 °С /ч.

Для подключения к первому контуру системы планового расхолаживания необходимо начать прогрев рабочей среды в трубопроводах системы САПР, при температуре теплоносителя в «горячих» нитках ГЦТ менее 150 °С При прогреве рабочей среды в трубопроводах каналов JNA, необходимо контролировать:

- уровень в КД не менее 11,6 м;

– разность между температурой «подпиточной» воды, подаваемой в первый контур, и температурой теплоносителя в «холодных» нитках ГЦТ должна быть не более 40 °С.

Видеокадр системы 11 JNA показан на рисунке 6.3.2.

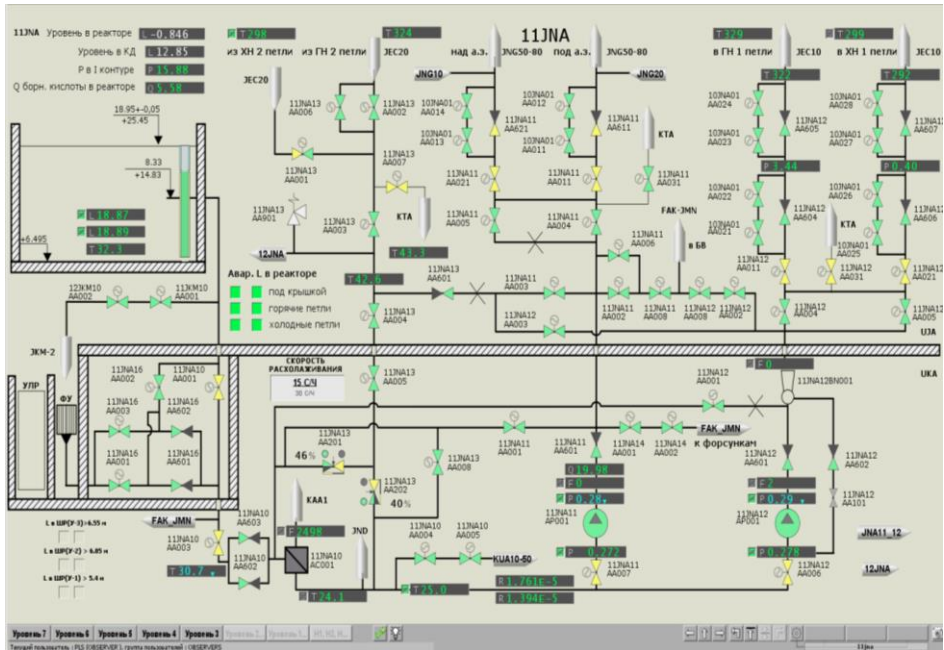


Рисунок 6.3.2 – Видеокадр системы 11 JNA

При давлении в первом контуре 1,8÷2,0 МПа необходимо принять азот в КД.

В процессе приема азота не допускается снижение давления в 1 контуре менее 1,5 МПа по условиям работы ГЦНА.

Критерий создания азотной подушки:

- Объем подаваемого азота, приведенный к давлению 2,0 МПа при уровне в КД 11,6 м составляет 4 м³, время подачи 4 часа.
- не эффективны линии впрыска в КД.
- давление в 1 контуре обратно пропорционально объему азота и пропорционально уровню в КД, при постоянной температуре среды в КД.
- после создания азотной подушки, во избежание попадания теплоносителя первого контура в трубопроводы подачи азота, закрыть арматуру на линии подачи азота.

Концентрация растворенного газа в теплоносителе первого контура не должна превышать 20 мг/дм^3 по условиям возможного прекращения циркуляции в АК ГЦНА из-за образования газовых «пробок».

После приёма азота в КД начать расхолаживание КД со скоростью не более $20 \text{ }^\circ\text{C/ч.}$, последовательно отключить группы ТЭН КД, при устойчивом уменьшении разности температур по высоте корпуса КД.

Перед подключением каналов САПР к первому контуру и в процессе расхолаживания запрещается нахождение персонала в помещениях ГО.

Допускается отключать ГЦНА, прекращать принудительную циркуляцию теплоносителя через активную зону реактора на время подключения к первому контуру каналов систем аварийного и планового расхолаживания, при этом контролировать наличие естественной циркуляции через активную зону и наличие запаса до вскипания не менее 15°C на выходе из ТВС.

При включении ГЦНА в работу, после подключения систем аварийного и планового расхолаживания, необходимо учитывать резкое увеличение давления в 1 контуре на $0,2 \div 0,3 \text{ МПа}$. Не допускать увеличение давления в 1 контуре более $1,96 \text{ МПа}$, с целью исключения возможности достижения уставки срабатывания ПК на линии планового расхолаживания.

Разность температур теплоносителя в подключаемом канале САПР и в первом контуре не должна превышать $40 \text{ }^\circ\text{C}$.

При температуре в первом контуре менее 130°C , для защиты от превышения давления по условиям хрупкой прочности первого контура и корпусов ПГ, разобрать электрические схемы, вывесить знаки безопасности:

- ТЭН КД;
- Насосы впрыска высокого давления;
- Насосы САОЗ ВД;
- Насос ГИ;
- Разобрать электросхемы быстродействующей арматуры на линии от ГЕ САЭЗ 1 ступени запереть на цепи с замками, вывесить знаки безопасности.

Разрешается отключить оставшиеся в работе ГЦНА при достижении температуры теплоносителя первого контура на выходе из активной зоны реактора $60 \div 70 \text{ }^\circ\text{C}$. Отключение последнего ГЦНА приводит к формированию сигнала АЗ.

На ПГ находящемся на химической отмывке, при температуре металла низа корпуса ПГ менее 80°C открыть на 30% клапан БРУ-А, выполнить полное дренирование промывочного раствора из ПГ, подвергшегося химической отмывке по второму контуру, при температуре металла низа корпуса ПГ менее 80°C, заполнить ПГ обессоленной водой из деаэрата системы до уровня Нном $\pm 0,05$ м. После чего выполнить повторное полное дренирование промывочного раствора из ПГ.

Оставить промываемый парогенератор опорожненным для осушки внутренних поверхностей за счет остаточного тепла и приступить к дальнейшему расхолаживанию остальных ПГ за счёт многократного водообмена.

Разуплотнение первого контура разрешается производить не ранее чем через 36 часов после перевода РУ в «холодное» состояние.

7 ПРОВЕРКИ И ИСПЫТАНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

7.1 Проверки и испытания СБ

Выполнение проверок и испытаний оборудования является одной из форм контроля исправности оборудования, находящегося в работе или резерве.

Оперативное обслуживание оборудования энергоблока при выполнении проверок и испытаний осуществляет оперативный персонал подразделений по принадлежности под руководством начальников смен.

Проведение проверок выполняется в соответствии с разработанными и утвержденными графиками в которых соблюдается установленная периодичность проведения проверок.

Проверки выполняются по разработанным и утвержденным в установленном порядке программам, методикам и инструкциям, содержащим условия безопасного выполнения работ и определяющим порядок их выполнения. Если испытания, не предусмотрены технологическим регламентом и инструкциями по эксплуатации, то они проводятся по программам и методикам, содержащим меры по обеспечению безопасности этих испытаний. Данные программы и методики испытаний согласуются разработчиками проекта РУ и АС и утверждаются эксплуатирующей организацией.

Цеха-владельцы оборудования осуществляют контроль выполнения проверок и анализ их результатов. Учет выполнения проверок и анализ результатов проверок проводится с целью выявления замечаний по процедурам выполнения проверок, выполнения критериев работоспособности оборудования и контроля за тенденцией изменения параметров оборудования в процессе его эксплуатации.

Отказы, обнаруженные путем проверок и испытаний, тщательным образом анализируются. На основе этого анализа разрабатываются корректирующие меры, исключающие возникновение отказов, в том числе и по причине ошибок при выполнении проверок и испытаний

После окончания проверки состояния оборудования систем приводится в положение, соответствующее состоянию энергоблока. Вводятся в работу технологические защиты энергоблока, общестанционных объектов, аппаратура защит и блокировок, имеющая устройства ввода их в работу или для изменения уставок (или шкафы, в которых они расположены), кроме регистрирующих приборов. На

видеокадрах СВБУ для оперативного контроля отображается ввод ТЗИБ имеющих наклейки по всем системам (рисунок 7.1.1).



Рисунок 7.1.1 – Контроль накладок ТЗИБ

Готовность к функционированию оборудования систем, важных для безопасности, защит и блокировок обеспечивается рядом организационных и технических мероприятий, включающих:

- разработку и реализацию графиков проведения проверок;
- разработку программ по каждому виду проверок;
- организацию и проведение соответствующего обучения персонала;
- учёт выполнения проверок, с анализом всех выявленных замечаний;
- ограничение доступа персонала в помещения, где расположено оборудование СБ, в устройства защит, блокировок и управления;
- учёт в сетевых графиках пуска энергоблока после ППР времени, необходимого для проведения проверок; своевременное устранение выявленных дефектов и повреждений;
- контроль работы ТЗИБ и анализ причин в случае их неправильно функционирования;

- соблюдение порядка работы с устройствами ввода/вывода в цепях защит и блокировок;
- соблюдение порядка выполнения проверок, требований проектно- конструкторской и заводской документации.

При выполнении проверок и испытаний должны соблюдаться установленные для различных режимов и состояний РУ технологическим регламентом и инструкциями по эксплуатации:

- пределы безопасной эксплуатации по технологическим параметрам;
- пределы безопасной эксплуатации по радиационным параметрам;
- условия безопасной эксплуатации для всех режимов и состояний РУ;
- эксплуатационные пределы и условия.

Кроме того, необходимо выполнять дополнительные требования, изложенные ниже.

Защиты и блокировки, введенные в работу, должны находиться в работе в течение всего времени работы оборудования, на котором они установлены, за исключением случаев:

- обнаружения неисправности ТЗиБ;
- перевода в режим «ремонт» соответствующего технологического оборудования в соответствии с инструкцией по эксплуатации;
- продувки, ремонта ИЛ, проверки «нуля», замены ПИП на групповом устройстве отбора импульса в соответствии с утверждённой программой;
- проверки ТЗиБ, в соответствии с утверждённой программой проверки, когда не допускается воздействие на механизмы и арматуру;
- вывода отдельных ТЗиБ в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации реакторной установки при её переводе в другие эксплуатационные состояния;
- вывода отдельных ТЗиБ в соответствии с требованиями инструкций по эксплуатации систем и оборудования при изменениях режимов работы систем.

При нахождении РУ в состояниях: «холодном», «останов для ремонта», «перегрузка топлива», в работе находятся защиты и блокировки, обеспечивающие работу задействованных оборудования и систем, а также защиты и блокировки систем, обеспечивающих их работу, но требования к количеству находящихся в работе каналов СБ определяются Технологическим регламентом

Для проведения проверок и испытаний, ТО защит и блокировок запрещается выводить из автоматического резерва 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 со сборкой электросхем в рабочее положение.

При кратковременном останове (до трех суток) и при условии, что в цепях защит не производились ремонтные работы или с них не снималось напряжение, проверку защит и блокировок допускается не проводить.

В зависимости от конкретных условий и параметров в период непланового останова на срок от 3 до 10 суток, в программе пуска, разработанной для данного конкретного пуска, на основании требований регламента проверок защит и блокировок может быть определен необходимый объем проверок защит и блокировок.

Требования к технической документации при организации и проведении проверок и испытаний.

Как уже было сказано ранее все проверки и испытания выполняются при наличии:

- программ проверок (испытаний), методик, бланков (типовых бланков) переключений;
- графиков проверок (испытаний).

Программа учитывает требования проектной и заводской документации и отражает следующие аспекты выполнения проверок (испытаний):

- цель проведения проверки (испытания); персонал, ответственный за проведение проверки (испытания); оборудование, которое участвует в проверке (испытании);
- исходное состояние оборудования и систем энергоблока перед выполнением проверки (испытания);
- критерии успешного выполнения проверки (испытания);
- форма отчетности по результатам проверки (испытания);
- порядок выполнения проверки (испытания);
- меры безопасности при проведении проверки (испытания);
- действия персонала при возможных отклонениях от установленного порядка выполнения проверки (испытания);
- действия персонала при невыполнении критериев успешности проверки (испытания);

- конечное состояние оборудования после окончания проверки (испытания).

Графики проверок (испытаний) могут разрабатываться на любые виды проверок и испытаний, включая проверки, испытания, поверки, переходы с работающего оборудования на резервное, осмотры, контроль, удаление влаги, проведение анализов и т.д.

При разработке графиков проверок учитывается сменная загрузка персонала энергоблока и равномерность распределения проверок по месяцам, неделям, суткам и сменам. Графики проверок исключают совмещение проверок и испытаний на нескольких системах и элементах оборудования СББ. Запрещается проводить плановые проверки в ночное время.

Выполнение и результаты проверок (испытаний) оформляют в оперативной документации персонала энергоблока, а также в журнале проведения проверок систем. Выполнение и результаты проверок (испытаний) оборудования СБ оформляют актами/протоколами проверок (испытаний).

При ухудшении технического состояния оборудования, выявленном при выполнении регламентных проверок (испытаний), до уровня, не отвечающего требованиям технической документации, необходимо вывести данное оборудование на ТОиР. Выявленные при проверках оборудования систем, важных для безопасности, неисправности и несоответствия критериев успешности выполнения проверок анализируются и принимаются корректирующие действия по устранению обнаруженных отклонений, после чего должна быть проведена повторная проверка в полном объеме для подтверждения соответствия установленным требованиям.

При работе энергоблока на мощности и при обнаружении при проверке неисправности в каком-либо элементе, влияющем на выполнение функции проверяемого канала СБ, допускается вывод в ремонт этого канала на время до 72 часов по разрешению ГИС.

Выявленные непрерывным автоматическим контролем или ТО дефекты АЗ, требующие вывода из работы одного канала в одном комплекте, подлежат устранению в течение 8 часов с момента обнаружения дефекта. Срок устранения дефекта может быть продлен до 24 часов по разрешению ГИС.

При обнаружении неисправности в измерительном канале одной из защит одного комплекта АЗ допускается вывод из работы только неисправного канала защиты, с сохранением работоспособности комплекта. При этом время устранения дефекта не должно превышать 24 часов.

Порядок проведения проверок и испытаний

Перед выполнением проверки оборудования необходимо убедиться в исправности данного оборудования (выполнить контроль исправности):

- по значениям параметров технологического процесса;
- по значениям параметров (характеристикам) технического состояния;
- по показаниям встроенных средств (систем) технического диагностирования (при их наличии);
- по признакам исправности (нарушения исправности), выявляемым внешним осмотром при обходе персоналом 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, перемещения подвижных опор; исправности контактных соединений кабельных 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 др.

Перед началом выполнения проверок (испытаний) персонал энергоблока должен убедиться, что исходное состояние технологических систем энергоблока, значений технологических параметров систем и оборудования, устройств защит и блокировок соответствует режиму нормальной эксплуатации и требованиям технической документации, регламентирующей данные проверки или испытания.

Проверки защит и блокировок оборудования, которые не могут быть проведены при работающем блоке, должны предусматриваться графиками в период останова блока. Как правило, проверка защит и блокировок должна осуществляться выдачей импульса на их срабатывание с полной работой всей цепи, в том числе с включением оборудования, открытием арматуры и т.д.

Если в процессе проверки (испытания) оказалось, что исходная программа неудовлетворительна или не может выполняться в запланированной последовательности, то проверка (испытание) должна быть прекращена, недостатки программы проанализированы и устранены. Порядок организации и проведения повторных

проверок (испытаний) должен быть выполнен как и при первичной проверке.

После технического обслуживания и ремонта системы и оборудование, важные для безопасности, должны подвергаться проверкам (испытаниям) на работоспособность и соответствие требованиям нормативных документов на ремонт.

Резервные насосы, а также насосные агрегаты, находящиеся в автоматическом резерве, должны быть исправными и находиться в постоянной готовности к пуску. Проверка их включения и плановый переход с работающего насоса на резервный должны проводиться по программам или бланкам переключений в соответствии с графиком.

На системах, важных для безопасности, влияющих на режим работы энергоблока в случае неудачных действий при проверке, допускается выполнять проверку включения и плановый переход с работающего насоса на резервный в периоды кратковременных остановов энергоблока. При этом, в назначенный по графику срок должен быть выполнен внешний осмотр работающего и резервного насосов, выполнен анализ параметров работы работающего насоса, подтверждающий его нормальный режим работы. Перенос сроков перехода, как в сторону уменьшения, так и в сторону увеличения интервала, разрешает главный инженер НВАЭС.

При проверке многоканальных защит и блокировок ("2 из 3" или "2 из 4" и т.д.) должны проверяться:

- несрабатывание защиты при поочередном срабатывании каждого канала со срабатыванием сигнализации «неисправность защиты»;
- несрабатывание защиты или её канала при отсутствии каждого из условий их срабатывания или наличии запрета на её работу;
- срабатывание защиты при любых сочетаниях каналов и наличии всех условий её работы.

ТО ТЗИБ проводится в следующих случаях:

- перед вводом систем в работу на остановленном в ППР энергоблоке;
- перед пуском из «холодного» состояния;
- периодически на работающем энергоблоке, в соответствии с утверждёнными графиками ТО;
- перед вводом систем и агрегатов в работу на работающем энергоблоке, если в цепях ТЗИБ проводились работы;

- перед вводом ТЗиБ в работу после ремонтных работ в цепях ТЗиБ на работающем энергоблоке;
- по результатам выявленных самодиагностикой или персоналом дефектов;
- после аварийного останова энергоблока или останова, связанного с неисправностью оборудования;
- после изменений условия работы или схемных решений защит и блокировок (ТЗиБ);
- перед пуском из «горячего» состояния с простоем более 10 суток;
- при задержке пуска блока на время более 3 суток с момента достижения номинальных параметров 1 контура».

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.

Если за десять дней до установленного графиком срока проведения ТО имела место проверка технологических защит и блокировок на остановленном энергоблоке, которая подтверждена материалами в соответствии с требованиями настоящего Регламента, то на работающем энергоблоке очередное ТО может не проводиться.

Допускается отклонение от сроков проведения плановых ТО ТЗиБ (если это не регламентировано):

- До 10 суток для ТО с периодичностью 1,2 месяца;
- До 15 суток для ТО с периодичностью 3 месяца;
- До 1 месяца для ТО с периодичностью 6 и более месяцев.

Технологические особенности проведения некоторых проверок.

При проверке системы герметичного ограждения ее герметичность обеспечивается закрытием арматуры локализирующих групп технологических систем имитацией сигнала «Превышение давления в ГО». При этом:

- допускается прекращение расхолаживания БВ при поиске течей при испытании системы герметичного ограждения не более чем на 3 часа, при условии не превышения температуры в БВ 70 °С.
- допускается прекращение принудительной циркуляции через активную зону реактора при поиске течей при испытании системы герметичного ограждения не более чем на 3 часа, при условии

наличия и контроля естественной циркуляции через активную зону реактора на время прекращения принудительной циркуляции. Допустимое время прекращения принудительной циркуляции может быть уточнено с учетом условий работы конкретной загрузки.

При проведении гидроиспытаний ПГ по 2 контуру давление в 1 контуре должно быть выше давления 2 контура не менее чем на 1,0 МПа (10 кгс/см²), во избежание протечек «чистого» конденсата из 2 контура ПГ в 1 контур.

Перед подъёмом давления в барботёре для проведения гидравлических испытаний должно быть создано в 1-м контуре давление не менее 1,5 МПа (15 кгс/см²), для исключения попадания «чистого» конденсата из ББ через ИПУ КД в 1-й контур.

При проверках ИПУ КД и ПК ПГ реальным повышением давления должны соблюдаться следующие особые условия:

- допускается для проверки работоспособности ИПУ КД реальным повышением давления заблокировать ИПК ИПУ КД, но не более чем на 4 часа;
- допускается отключать ГЦНА, прекращать принудительную циркуляцию через активную зону реактора на время проверки работоспособности ИПУ КД реальным повышением давления, но не более чем на 4 часа, при условии наличия и контроля естественной циркуляции через активную зону реактора на время прекращения принудительной циркуляции;
- 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;
- запрещается одновременное открытие арматуры на двух байпасных линиях обратных клапанов пассивной части САОЗ (1 ступени);
- постоянно контролировать наличие запаса до вскипания не менее 15 °С на выходе из ТВС, в работе не менее двух ГЦНА.

Для проверки настройки ИПК ПК ПГ и работоспособности ПК ПГ реальным повышением давления блокируют остальные ИПК ПК ПГ, но не более чем на 6 часов. При проверке настройки ИПК ПК ПГ и работоспособности ПК ПГ реальным повышением давления БРУ-А, БРУ-К должны быть заблокированы, для предотвращения их открытия при повышении давления.

Периодическая проверка проходимости ПС СУЗ в направляющих каналах с контролем времени падения ОР СУЗ проводится путём одновременного сброса всех приводов ОР СУЗ по команде АЗ. Испытания проводятся в начале топливной кампании перед выводом реактора на МКУ и в конце топливной кампании в «горячем» состоянии РУ. При этом должно быть обеспечено выполнение следующих требований:

- обеспечена начальная подкритичность не менее 2% для состояния с взведенными ОР СУЗ (стояночная концентрация) наличием соответствующей концентрации борной кислоты;
- в начале топливной кампании перед выводом реактора на МКУ все ПС СУЗ находятся на НКВ;
- в конце топливной кампании в «горячем» состоянии РУ все ПС СУЗ находятся на ВКВ;
- после проверки проходимости ПС СУЗ с контролем времени падения ОР СУЗ в конце топливной кампании в «горячем» состоянии РУ подъем ПС СУЗ до ВКВ после сброса не производить;
- при проверке проходимости ПС СУЗ с контролем времени падения ОР СУЗ в начале топливной кампании перед выводом реактора на МКУ производить подъем всех групп ОР СУЗ до ВКВ в соответствии с требованиями «Технологического регламента безопасной эксплуатации энергоблока» начиная с первой группы в порядке возрастания их номеров, и одновременный сброс всех ПС СУЗ с ВКВ по команде АЗ.

Проверку цепей дистанционного управления арматурой на работающем оборудовании осуществляется подачей кратковременной команды с БПУ (РПУ) на перемещение арматуры до схода с концевого выключателя или зоны уплотнения и возврата ее в исходное состояние, если по условиям технологии недопустима проверка до полного перемещения арматуры.

Проверка цепей дистанционного управления арматурой выполняется после проверки условий и выполнения мер по обеспечению безопасности для оборудования и персонала энергоблока при проверке арматуры.

При выполнении проверок с поступлением среды в систему 1 контура соблюдаться требования по обеспечению концентрации раствора борной кислоты в подаваемой среде не ниже контурной и соблюдение нормированных показателей водно-химического режима 1 контура.

Выполнение проверок осуществляется с БПУ, РПУ и с других щитов

управления (МПУ). Запрещается выполнение операций с РПУ при неустановившемся режиме работы энергоблока.

Проверка включения резервного насоса от действия устройств автоматического ввода резерва и плановый переход с работающего насоса на резервный должны проводиться по утвержденному графику, но не реже одного раза в месяц. Перед переходом с работающего на резервное оборудование, как правило, должны проверяться все защиты и блокировки резервного оборудования.

Периодичность проверки двух последовательно установленных отсечных арматур на коммуникациях, для которых возможна проверка локализующей арматуры на работающем блоке, составляет один раз в месяц (каждый месяц проверяется отсечная арматура одного канала СБ, с тем, чтобы каждая арматура проверялась один раз в 2 месяца). Периодичность проверки трех последовательно установленных отсечных клапанов на коммуникациях, для которых невозможна проверка локализующей арматуры при работе блока на мощности – ежегодно в период останова блока на перегрузку топлива реактора.

До перевода энергоблока на минимально 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, проверены все защиты и блокировки энергоблока, которые должны быть проверены в период ремонта, перед разогревом и при разогреве энергоблока.

Проверки, выполняемые независимо от состояния РУ:

1. Система аварийного электроснабжения потребителей 2 группы надежности
 - Контроль, проверка и испытания всех систем РДЭС.
 - Внешний осмотр электродвигателей.
 - Контроль состояния изоляции электродвигателя.
 - Проверка состояния РДЭС и вспомогательных систем обходом и внешним осмотром.
 - Проверка состояния оборудования САЭ второй группы обходом и внешним осмотром.
2. Система аварийного электроснабжения потребителей 1 группы надежности

- Осмотр помещений аккумуляторных батарей.
 - Инспекционный осмотр аккумуляторных батарей.
 - Проверка состояния АБП обходом и внешним осмотром. Контролируется работа преобразователей по приборам и световой сигнализации на панелях управления и блоках управления АБП.
 - Проверка оборудования АБП по утвержденным программам совместно с комплексными испытаниями второй группы системы аварийного электроснабжения и с той же периодичностью.
 - Осмотр щитов постоянного тока (ЩПТ).
 - Осмотр кабельных линий.
 - Профилактический контроль (без отключения АБП).
 - Техническое обслуживание АБП ТО1, ТО2 по утвержденным НД и программам
3. Бассейн выдержки и перегрузки топлива, баки систем безопасности
- Контроль протечек.
4. КИП формирования сигналов защит САОЗ (1, 2 ступени).
- Периодическая поверка.
 - Визуальный контроль.
5. Реактор
- Контроль за остановленным реактором, когда ядерное топливо находится в активной зоне
- Обязательному контролю подлежат:
- нейтронный поток;
 - скорость нарастания нейтронного потока (или реактивность);
 - концентрация поглотителя в теплоносителе.
6. Система управления защитными действиями систем безопасности (УСБТ):
- Контроль технического состояния элементов в УСБИ, УСБТ по диагностическим видеокартам.
 - Опробование цепей и аппаратуры защит и блокировок, в том числе от источников надежного питания I и II категории.
 - Проверка наличия электропитания, проверка работоспособности технологической сигнализации, КИП и наличия представления информации как на индивидуальные приборах, так и на СВБУ, а также проверка выполнения СВБУ возложенных на нее функций, включая представление информации оперативному персоналу и регистрацию текущих и важнейших событий.

Проверки, выполняемые в различных состояниях РУ и их периодичность.

Проверки проводятся в различных состояниях РУ и на разных этапах эксплуатации энергоблока:

- перед разогревом энергоблока (до начала операций на системах и оборудовании, обеспечивающих перевод энергоблока из «холодного» в «горячее» состояние);
- при разогреве энергоблока;
- при выводе энергоблока на МКУ мощности и при работе на МКУ мощности;
- при работе на мощности;
- перед остановом энергоблока (перед остановом энергоблока по предварительно согласованной заявке);
- при расхолаживании энергоблока;
- в период ППР энергоблока;
- предремонтные и послеремонтные проверки.

При последовательном прохождении энергоблоком всех этапов, на каждом из них должен быть выполнен полный комплекс проверок, определенный для данного этапа. При этом должна соблюдаться периодичность проведения проверок.

Данная периодичность и виды проверок указываются для каждого энергоблока в Отчете обоснования безопасности (ООб) и Регламенте проверок и испытаний систем и оборудования энергоблоков №1, 2 Нововоронежской АЭС-2.

Далее приведена периодичность проверок и испытаний некоторых систем безопасности.

Следующие системы:

- аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки (JNA);
- аварийного ввода бора (JND);
- аварийного расхолаживания парогенераторов (JNB10-40);
- спринклерная система (JMN с насосами системы FAK);
- охлаждения бассейна выдержки (FAK10-20);
- создания разрежения в наружном контейнменте (KLB22), проходят различные виды испытаний. Испытания которые невозможно провести при работе на мощности проводятся во время ППР, перед разогревом либо во время разогрева с целью под-

твердить свою работоспособность перед пуском энергоблока. Испытания, которые можно проводить при работе на мощности и нахождении системы безопасности в «Дежурстве» проводят ежемесячно с БПУ (1 раз в 3 месяца с РПУ), например, опробование каналов системы по линии рециркуляции с БПУ или поканальное опробование насосов от источников аварийного электроснабжения. Так же с периодичностью 1 раз в 3 месяца выполняется проверка арматуры с БПУ и контроль вибрационного состояния насосов.

Системы гидроемкости **первой ступени** (пассивная часть системы аварийного охлаждения активной зоны) (JNG 50-80) и **второй ступени** (пассивная часть системы аварийного охлаждения зоны) (JNG10-40) проходят испытания различных элементов и пролив гидроемкостей на 1 контур 1 раз в 4 года для одной ГЕ САОЗ (СПЗАЗ) перед пуском блока. Но такие испытания как контроль протечек обратных клапанов выполняются регулярно с периодичностью 1 раз в 6 месяцев при работе на мощности.

Системам **защиты первого контура** от превышения давления. (JEF 21,22,23 AA901) и **второго контура** от превышения давления. (LBA10,20,30,40 AA901,902) выполняется проверка функционирования различных элементов, а также проверка ИПУ реальным повышением давления 1 раз при разогреве.

Система аварийного газоудаления (КТР) проходит проверку работоспособности арматуры при управлении с БПУ и РПУ выполняется 1 раз в ППР и при замене элементов системы

Система отсечения главных паропроводов (LBA10,20,30,40 AA951) проверка работоспособности БЗОК с БПУ выполняется 1 раз при разогреве.

Система защиты второго контура от превышения давления БРУ-А (LBA10,20,30,40AA201) проходит проверку быстрого действия и функционирования сигнализации положения клапанов БРУ-А 1 раз в ППР.

Работоспособность различных элементов системы пассивного отвода тепла (JNB50-80) выполняется 1 раз в каждый ППР

Система приводов СУЗ аварийной защиты реактора (JDA) проходит много различных испытаний ее элементов, но основной считается проверка проходимости ПС СУЗ в направляющих каналах ТВС с контролем времени падения ОР СУЗ, которое должно быть в диапазоне от 1,2 до 4 секунд и выполняется как перед каждым остано-

вом на ППР, так и при каждом пуске после ППР. Есть еще одна особенность проведения данного испытания после него обязательно проведение проверки сцепленности после выхода на МКУ мощности. Страгивание приводов СУЗ ШЭМ-3 из групп АЗ выполняется 1 раз в месяц при работе на мощности.

Спринклерная система (JMN) проходит проверку функционирования водоструйных насосов 1 раз в ППР после капитального ремонта.

Для системы контроля концентрации и аварийного удаления водорода под защитной оболочкой (JMT- JMU) проводятся выборочные периодические функциональные испытания элементов пассивных каталитических рекомбинаторов водорода на специальном стенде с периодичностью 1 раз в ППР.

Система улавливания и охлаждения расплавленной активной зоны вне реактора (JKM) проходит испытания на работоспособность электроприводных задвижек на трубопроводах, подводящих охлаждающую воду к УЛР: 11JKM10AA001 и 12JKM10AA002 периодичностью 1 раз в ППР.

Система герметичных ограждений, включая локализирующую арматуру, гермопроходки технологических систем, шлюзы и люки (JM) проводят испытание ГО на герметичность давлением, равным расчетному 0,40 МПа (испытание также проводится после ремонта или замены элементов, влияющих на герметичность и прочность и невозможности проконтролировать их локально) 1 раз в 10 лет после ППР с перегрузкой, при этом испытание ГО на герметичность пониженным давлением 0,20 МПа выполняются 1 раз после каждого ППР с перегрузкой совместно с проведением комплексных испытаний локализирующей арматуры.

Для систем охлаждающей воды ответственных потребителей (1 PE) и промконтуров потребителей реакторного отделения (КАА) и системы охлаждения бассейна выдержки (FAK10-20), также, как и для систем JNA, JND, JNB, и др. ежемесячно при работе на мощности проводится поканальное опробование насосов от источников аварийного электроснабжения, но при этом так как один из насосов системы постоянно находится в работе, то 1 раз месяц выполняется переход на резервный насос.

Соответственно для обеспечения энергией всех активных систем безопасностей система аварийного электроснабжения потребителей 1-й группы надёжности (САЭ-1) проходит проверку оборудования АБП совместно с комплексными испытаниями второй группы

системы вентиляции электротехнических СБ (SAC24, SAC44), приточно-вытяжные системы вентиляции с рециркуляцией электротехнических помещений СБ (SAC25, SAC45), приточно-вытяжные системы вентиляции баковых помещений в здании дизель-генераторных установок СБ (SAD21, SAD41), приточно-вытяжные системы вентиляции кабельных тоннелей СБ (SAE21, SAE41), приточно-вытяжные системы вентиляции с рециркуляцией кабельных помещений РПУ (SAE22, SAE42), приточно-вытяжные системы вентиляции с рециркуляцией кабельных помещений СБ (SAE24, SAE44), приточно-вытяжные системы вентиляции с рециркуляцией кабельных помещений БПУ (SAE36, SAE56), рециркуляционные системы охлаждения воздуха насосной станции ответственных потребителей (11SAQ01, 12SAQ01), приточно-вытяжные системы вентиляции кабельных помещений СБ. (SAE25, SAE45), приточно-рециркуляционные системы охлаждения электротехнических помещений и местного щита дизель-генераторных установок (SAD42) проходят проверки работоспособности цепей управления арматуры, проверку АВР резервируемых вентиляционных агрегатов с БПУ, РПУ перед разогревом и 1 раз в месяц при работе на мощности.

Управляющие системы безопасности: система управления и защиты реакторной установки – управляющая система безопасности по технологическим параметрам (СУЗ-УСБТ) (ПТК АЗ-ПЗ УСБИ, КЭ СУЗ, АКНП, СИАЗ) проходят комплексную проверку при каждом пуске после ППР.

Условия проведения проверок и испытаний и критерии их успешности

Далее в табличной форме приводятся условия проведения проверок и испытаний, которые необходимо соблюдать при выполнении работ по программам проверок и испытаний. Подробно описаны только некоторые особо важные испытания и критерии их успешности.

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
1. Системы безопасности		
1.1 Защитные системы безопасности		
1.1.1. Система аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки (JNA)		
1.1.1.1 Опробование каналов системы по линии рециркуляции с БПУ с РПУ	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации. Для исключения подачи раствора борной кислоты в 1 контур при работе насосных агрегатов по линии рециркуляции и опробования при давлении в 1-м контуре менее 30 кгс/см ² (2,9 МПа) закрыть арматуру на напорном трубопроводе, электрические схемы разобрать, вывесить знаки безопасности.	Арматура, приводы насосных агрегатов системы управляются от соответствующих КУ с БПУ и РПУ без замечаний. Работа оборудования, сигнализации, измерительной аппаратуры без замечаний. ТЗИБ системы работают согласно проектному алгоритму. Производительность насоса низкого давления не менее 300 м ³ /час. Производительность насоса высокого давления не менее 70 м ³ /час
1.1.1.2 Испытание каналов системы на первый контур	Энергоблок в режимах «останов для ремонта» или «Перегрузка топлива». Концентрация Н ₃ ВО ₃ в бассейне выдержки не менее 16 г/кг, хим. анализ	Работа оборудования, сигнализации, измерительной аппаратуры без замечаний. ТЗИБ системы работают согласно проектному алгоритму. Производительность насоса: низкого давления 300-900

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
	удовлетворяет требованиям регламента	м ³ /час; Производительность комбинированного насосного агрегата: 636,5 м ³ /час
1.1.1.3 Контроль вибрационного состояния насосов	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации. Определение вибрационных характеристик производится с шагом 50 Гц в диапазоне частот 10÷1000 Гц.	Величина виброскорости не должна превышать: На корпусах подшипников насоса: - при работе на номинальной подаче – 7,1 мм/с; - при работе в рабочей зоне напорной характеристики – 11 мм/с - при работе на малых подачах за пределами рабочей зоны напорной характеристики – 18 мм/с. На корпусах подшипников электродвигателя – 4,5 мм/с.
1.1.1.4 Проверка настройки предохранительных клапанов	Энергоблок в «холодном» состоянии перед гидравлическими испытаниями первого контура. Р _{1к} =1,47÷1,7 МПа. Н _{кд} номинальный, в КД азотная подушка	Клапаны не имеют пропуска среды в закрытом состоянии. Давление открытия: – 2,415 МПа. Давление закрытия: – 1,89 МПа.
1.1.1.5 Поканальное опробование насосов от источников аварийного электроснабжения	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации	Работа насосов, сигнализации, измерительной аппаратуры без замечаний. ТЗиБ системы работают согласно проектному алгоритму
1.1.2. Гидроемкости первой ступени (пассивная часть системы аварийного охлаждения активной зоны) (JNG 50-80).		
1.1.2.1 Испытания ГЕ САОЗ с проливом воды в уплотненный реактор.	Энергоблок в режиме разогрева. Первый контур уплотнен. Т _{1к} = 85÷120°С,	Затворы обратных клапанов начинают открываться при перепаде давления на них 0,029 МПа (0,3 кгс/см ²). Сиг-

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
<p>1) Проверка перепадов открытия ОК;</p> <p>2) Проверка работ-сти электросхем сигнализации положения ОК;</p> <p>3) Проверка открытия (закрытия) по уставке БЗЗ;</p> <p>4) Проверка работ-сти электросхем питания, управления, сигнализации положения БЗЗ с БПУ, РПУ;</p> <p>5) Проверка работ-сти электросхем сигнализации положения арматуры байпасных линий.</p>	<p>$P_{1к}=6,4\div 6,9$ МПа. Параметры в ГЕ номинальные. Температура среды в ГЕ:</p> <p>1) для ГЕ с подогревом – не менее 55°C,</p> <p>2) для ГЕ без подогрева – в пределах $20\div 60^{\circ}\text{C}$.</p> <p>Проверка производится путём пролива на реактор.</p> <p>Для ГЕ САОЗ, не имеющих подогрева, с проливом на реактор проверяется не менее чем один канал.</p> <p>Для остальных каналов пассивного узла САОЗ проверяется работоспособность активных элементов без слива воды в реактор</p>	<p>нализация положения затворов обратных клапанов на БПУ и РПУ соответствует положению запорных органов. Сигнализация положения арматуры соответствует ее реальному положению. Электроприводная арматура управляется без замечаний</p>
<p>1.1.2.2 Проверка соответствия давления срабатывания ПК ГЕ САОЗ реальным повышением давления</p>	<p>Реактор подкритичен. ГЕ заполнены до уровня 6,3 м, давление в ГЕ $5,88$ МПа (60 кгс/см²), арматура закрыта</p>	<p>Давление открытия–закрытия ПК ГЕ соответствует значениям, установленным проектно-конструкторской документацией (ПКД) завода – изготовителя клапана. Допустимые отклонения от заданных величин «открытия – закрытия» клапана: при работе от пружинного привода – не более $0,1$ МПа, при работе от ЭКМ – не более $0,05$</p>

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
		МПа. Исправна сигнализация положения затвора.
1.1.2.3 Контроль протечек через обратные клапаны.	Энергоблок в состоянии «работа на мощности». ПРИМЕЧАНИЕ. Проверка может проводиться на остановленном реакторе при номинальных параметрах первого контура	Отсутствие повышения уровня в ёмкости САОЗ в течение 12 ч для каждого канала
1.1.2.4 Проверка связей ТХС-МПУ от ключа на панели соответствующего канала СБ БПУ. Открытие и закрытие арматуры от ключа БПУ (РПУ).	Энергоблок в состоянии «работа на мощности». Запрещается одновременная проверка двух и более БЗЗ. ПРИМЕЧАНИЕ. Проверка может проводиться в ППР перед пуском.	Время полного открытия арматуры не более 10 с.
1.1.2.5 Проверка плотности обратных клапанов, БЗЗ Ду300 и ПК ГЕ. ПРИМЕЧАНИЕ. Проверка выполняется также после прохождения аварийных режимов со срабатыванием ОК ГЕ САОЗ	Реактор подкритичен. ГЕ САОЗ заполнены до уровня 5,4÷6,0 м. Давление азота в ГЕ 1,76÷2,35 МПа. Для проведения проверки плотности арматуры давление 1-го контура не менее 9,8 МПа. Температура 1 контура не менее температуры ГИ.	Давление за обратным клапаном не меняется в течение 30 мин при перепаде давления на его затворе 9,8 МПа. Протечки через затвор не более, 5 л/ч. Давление перед БЗЗ не изменяется в течение 30 мин при перепаде давления на её затворе 9,8 МПа. После сборки герметичность в затворе ПК ГЕ соответствует требованиям инструкции по эксплуатации ПК
1.1.2.6 Проверка соответствия коэффициента гидравлического сопротивления	Реактор подкритичен. Снята крышка реактора, извлечены ВКУ, зона вы-	Величина приведенного к Ду300 коэффициента гидравлического сопротивления тракта «ГЕ – реактор» $8 \pm 2,5$

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
<p>линии САОЗ проектного значению. Проверка правильности выбора величины уставки по уровню в ГЕ на закрытие БЗЗ. Проверка отсечения ГЕ САОЗ от реактора при их опорожнении. Проверка времени открытия и закрытия БЗЗ.</p> <p>ПРИМЕЧАНИЕ. Проверка работоспособности каналов пассивной части САОЗ в целом и определение коэффициента гидравлического сопротивления линии ГЕ – реактор должны проводиться:</p> <ul style="list-style-type: none"> - после замены ОК, БЗЗ Д_у300 или проведения ремонтных работ на, связанных с изменениями проточной части этой арматуры или трубопроводов Д_у300; - при увеличении сверхдопустимой величины перепада давления, необходимого для открытия ОК 	<p>гружена либо в бассейн перегрузки, либо в бассейн выдержки. Реактор заполнен до уровня главного разъёма. ГЕ заполнены до уровня 5,4±6,0 м ; давление азота в ГЕ 1,76±2,35 МПа.</p>	<p>(6±1,9 приведенного к Ду279). После закрытия БЗЗ обеспечивается уровень воды в ГЕ 0,9±1,0 м.</p> <p>Время полного открытия (закрытия) БЗЗ не более 10с</p>
1.1.2.7 Проверка БСТИ	Перед разогревом	Температура наружной поверхности БСТИ ГЕ САОЗ не более 60 °С и отсутствие повреждений.
1.1.3 Система гидроемкостей второй ступени (пассивная часть си-		

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
стемы аварийного охлаждения зоны) (JNG10-40)		
1.1.3.3 Проверка работоспособности арматуры при управлении с БПУ и РПУ.	РУ в «холодном» состоянии, или в состоянии «останов для ремонта», или в состоянии «перегрузка топлива»	Сигнализация положения арматуры соответствует ее реальному положению. Электроприводная арматура управляется без замечаний
1.1.3.4 Испытания ГЕ СПЗАЗ с проливом воды в первый контур. 1. Проверка открытия ОК. 2. Проверка работоспособности электросхем сигнализации положения ОК. 3. Проверка работоспособности электросхем сигнализации положения арматуры байпасных линий.	РУ в «холодном» состоянии, или в состоянии «останов для ремонта», или в состоянии «перегрузка топлива»	Сигнализация положения затворов обратных клапанов на БПУ и РПУ соответствует положению запорных органов. Сигнализация положения арматуры соответствует ее реальному положению. Электроприводная арматура управляется без замечаний
1.1.3.5 Контроль протечек через обратные клапаны.	Энергоблок в состоянии «работа на мощности». ПРИМЕЧАНИЕ. Проверка может проводиться на остановленном реакторе при номинальных параметрах первого контура	Отсутствие повышения уровня в ёмкости САОЗ в течение 12 ч для каждого канала
1.1.3.6 Проверка настройки ПК ГЕ СПЗАЗ.	Энергоблок в состоянии «перегрузка топлива»	Давление открытия-закрытия ПК ГЕ соответствует значениям, установленным ПКД завода-изготовителя клапана. Исправна сигнализация положения затвора.
1.1.3.7 Проверка	Энергоблок в режи-	Давление откры-

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
двойного обратного клапана на закрытие производится при каждом плановом подъеме давления первого контура выше 3,3 МПа, проверка на открытие – при каждом плановом снижении давления ниже 1,5 МПа.	ме разогрева. Энергоблок в режиме расхолаживания.	тия–закрытия двойного обратного клапана соответствует значениям, установленным ПКД завода–изготовителя клапана. Исправна сигнализация положения затвора.
1.1.3.8 Контроль протечек через двойной обратный клапан.	Энергоблок в состоянии «работа на мощности». ПРИМЕЧАНИЕ. Проверка может проводиться на остановленном реакторе при номинальных параметрах первого контура	Отсутствие повышения уровня в ёмкости СПЗА3 в течение 12 ч для каждого канала.
1.1.3.9 Испытания ГЕ СПЗА3 с проливом воды в реактор с контролем времени слива (не менее 24 часов (для трех групп)). ПРИМЕЧАНИЕ. Проверка проводится после каждого техобслуживания/ремонта дроссельно-регулирующих устройств	РУ в «холодном» состоянии, или в состоянии «останов для ремонта», или в состоянии «перегрузка топлива»	Время слива трех групп ГЕ СПЗА3 не менее 24 часов.
1.1.4 Система аварийного ввода бора (JND)		
1.1.4.1 Опробование насосов и арматуры каналов с БПУ и РПУ	Энергоблок в режиме нормальной эксплуатации. Время опробования определяется временем	Насосные агрегаты и арматура управляются с без замечаний. Сигнализация, измерительные каналы и блокировки

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
	стабилизации параметров, но не менее 30 мин. Один канал системы в режиме опробования, другой – в режиме ожидания	системы работоспособны. Расход по линии рециркуляции обеспечивает длительную бескавитационную работу
1.1.4.2 Испытания каналов системы на 1-й контур	Энергоблок в режимах «останов для ремонта» или «Перегрузка топлива». Уровень в баках аварийного запаса борной кислоты номинальный	Насосные агрегаты и арматура управляются без замечаний. Сигнализация работоспособна. Технологические параметры насосных агрегатов в норме. Подача насоса – не менее 14,5 м ³ /ч
1.1.4.3 Опробование насосов от источников аварийного электроснабжения (в соответствии с п. 1.3.4.1)	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации	Насосные агрегаты запускаются без замечаний
1.1.4.4 Контроль вибрационного состояния насосов	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации. Определение вибрационных характеристик производится с шагом 50 Гц в диапазоне частот 10÷1000 Гц.	Величина виброскорости не должна превышать: - на корпусах подшипников насоса – 7,0 мм/с; - на корпусах подшипников электродвигателя – 4,5 мм/с
1.1.4.5 Проверка настройки предохранительных клапанов.	Энергоблок в состоянии «перегрузка топлива»	Давление срабатывания предохранительных клапанов системы JND соответствует значениям, установленным ПКД завода-изготовителя клапана. Клапаны не имеют пропусков в закрытом положении
1.1.5 Система аварийного расхолаживания парогенераторов (JNB10-40)		

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
1.1.5.1 Опробование насосов и арматуры каналов с БПУ и РПУ	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации. Время опробования определяется временем стабилизации параметров, но не менее 30 мин. Один канал в режиме опробования, другой – в режиме ожидания	Насосные агрегаты и арматура управляются с без замечаний. Сигнализация и блокировки работоспособны. Технологические параметры насосных агрегатов в норме. Подача насосов при работе по линии опробования соответствует требованиям ИЭ
1.1.5.2 Опробование насосов от источников аварийного электроснабжения (в соответствии с п. 1.3.4.1)	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации.	Насосные агрегаты запускаются без замечаний
1.1.5.3 Обследование вибрационного состояния.	Энергоблок в режимах НЭ. Определенные виброхарактеристик производится с шагом 50 Гц в диапазоне частот 10÷1000 Гц.	Среднее квадратическое значение виброскорости, измеренное на подшипниковых опорах насосов на номинальной ($\pm 10\%$) подаче – не более 4,5 мм/с, на остальных режимах в рабочем интервале – не более 7,1 мм/с. На корпусах подшипников электродвигателя не более 4,5 мм/с
1.1.6 Система защиты первого контура от превышения давления (JEF 21,22,23)		
1.1.6.1 Проверка функционирования ИК без срабатывания ГПК с БПУ и РПУ (при закрытом ОК)	Реактор подкритичен. Концентрация H_3BO_3 не менее 16 г/кг, $T_{1к}=270\div 280$ °С, $P_{1к}=16,2$ МПа, в КД паровая подушка, уровень в КД 5100 мм. В работе не ме-	ИК работоспособны с БПУ, РПУ. Сигнализация исправна. При закрытом ОК не происходит открытие ГПК

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
	нее 2-х ГЦНА	
1.1.6.2. Проверка работоспособности клапанов дополнительной линии управления ИПУ КД со срабатыванием ГПК с БПУ и РПУ	Реактор подкритичен. Концентрация H_3BO_3 не менее 16 г/кг. В КД паровая подушка, $T_{1к}$ и $H_{кд}$ в соответствии с режимом разогрева РУ	ГПК работоспособны при открытии, сигнализация ИПУ исправна. Время открытия ГПК с момента выдачи сигнала не более 1с
1.1.6.3 Проверка настройки пружин ИК от постороннего источника давления без срабатывания ГПК (при закрытом ОК) или с помощью измерительного рычага при давлении в 1 контуре $P_{1к}=9,81\pm 0,49$ МПа без срабатывания ГПК	Реактор в подкритичном состоянии, концентрация H_3BO_3 16 г/дм ³ , $P_{1к}$ не менее 12,6 МПа при настройке от постороннего источника давления; $P_{1к}=9,81 \pm 0,49$ МПа при настройке от измерительного рычага; в КД паровая подушка, $T_{1к}$ и уровень в КД НКД в соответствии с режимом разогрева РУ	Давления настройки пружин ИК соответствуют требованиям проекта. Сигнализация положения ИК и ОК исправна
1.1.6.4 Проверка работоспособности ИК ИПУ КД со срабатыванием ГК от ключа управления с БПУ, РПУ при давлении в 1 контуре $P_{1к}=13,72$ МПа.	Реактор в подкритичном состоянии, концентрация H_3BO_3 16 г/дм ³ , $P_{1к} = 13,72$ МПа, в КД паровая подушка, $T_{1к}$ и $H_{кд}$ в соответствии с режимом разогрева РУ	ИК и ГК работоспособны при открытии от КУ, сигнализация ИК и ГК исправна. Время открытия ИПУ с момента выдачи сигнала не более 1 с
1.1.6.5 Проверка ИПУ	Реактор подкритич-	Давление открытия и закры-

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
реальным повышением давления.	чен. Концентрация H_3BO_3 не менее 16 г/кг, $T_{1к}=270\div 280^\circ\text{C}$, $P_{1к}=16,2 \div 18,6$ МПа, в КД паровая подушка, уровень в КД 5100 мм. В работе не менее 2-х ГЦНА. Проверка проводится при двух подключенных ИК.	тия ИК и ГПК при действии от электромагнитов ИК соответствует требованиям проекта. Сигнализация положения клапанов ИПУ исправна
1.1.6.6 Проверка цепей управления, блокировок и сигнализации положения запорных органов ИПУ	Реактор подкритичен. Концентрация H_3BO_3 не менее 16 г/кг, $T_{1к}=20\div 60^\circ\text{C}$, $P_{1к}$ не более 3,43 МПа	Цепи дистанционного управления и сигнализации ИК, ОК (для исполнения ИПУ с дополнительной линией управления – КЗЭП и КЭМЗ) исправны и функционируют с. Значения уставок на отключение и включение электромагнитов ИК и ОК соответствуют требованиям проекта
1.1.7 Система защиты второго контура от превышения давления (LBA10,20,30,40 AA901,902)		
1.1.7.1 Опробование ИПУ ПГ с БПУ.	Реактор подкритичен. Концентрация H_3BO_3 не менее 16 г/кг, $T_{1к}=240\div 270^\circ\text{C}$, $P_{1к}=15,7$ МПа. В работе не менее 2-х ГЦН. Давление во втором контуре $P_{2к} = 2,9\div 4,6$ МПа. Уровень в ПГ номинальный при проверке в период разогрева и не более 3500 мм при проверке в период расхолаживания.	ИПУ ПГ управляется без замечаний. Время между подачей импульса на открытие ИК и открытием ПК не более 2 с. Время работы ПК после посадки ИК не более 12 с

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
1.1.7.2 Проверка настройки ИК ИПУ ПГ на стенде от постороннего источника.	Энергоблок в состоянии: «останов для ремонта», «перегрузка топлива», «холодное».	ИПУ ПГ работоспособны. Давление открытия: $P_{от} = 8,2$ МПа – для контрольных ИПУ, $P_{от} = 8,4$ МПа – для рабочих ИПУ.
1.1.8 Система аварийного газоудаления (КТР)		
1.1.8.1 Проверка работоспособности арматуры при управлении с БПУ и РПУ.	Проверка проводится перед дозаполнением первого контура после проведения перегрузки топлива. Первый контур заполнен теплоносителем на величину от 300 до 400 мм ниже уровня главного разъема реактора для предотвращения поступления теплоносителя из первого контура в трубопроводы САГ. Давление атмосферное.	Арматура системы управляется с БПУ, РПУ без замечаний: - ход штока плавный; - отсутствуют удары и вибрации при ее открытии и закрытии; - положение арматуры по сигнализации соответствует действительному положению; время хода запорного органа при открытии, закрытии арматуры не превышает проектного: - для КТР 21 (22, 23, 24)AA001(002)–10 с; - для КТР 10AA001(002) – 25 с; - для КТР 30AA001(002), КТР 40AA001(002, 003, 004) – 11 с.
1.1.8.2 Проверка проходимости трубопроводов.	Проверка проводится до разогрева первого контура при давлении в первом контуре не более 1,0 МПа, температура теплоносителя от 20 до 60 °С.	Повышение уровня воды в барботере при открытии соответствующей арматуры. Коэффициенты гидравлических сопротивлений (КГС) тракта системы не превышает проектных значений : - реактор – барботер – 1010;

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
		- КД – барботер – 40; - ПГ – барботер – 17250. Все КГС трактов приведены к скорости в сечении трубопровода 76×7 мм.
1.1.8.5 Проверка плотности в затворе арматуры.	Проверка проводится после проведения гидравлических испытаний или испытаний на плотность первого контура. Давление в первом контуре от 2МПа до 4 МПа, температура от 85 до 130 °С.	Температура трубопроводов после параллельно установленных клапанов сброса среды из реактора (парогенераторов, компенсатора давления) и в барботер (герметичный объем) различается не более чем на 6°С. Отсутствует шум (шипение) в затворах клапанов.
1.1.9 Система отсечения главных паропроводов (LBA10,20,30,40 AA501)		
1.1.9.1 Проверка работоспособности БЗОК с БПУ. ПРИМЕЧАНИЕ Дополнительно проверка работоспособности БЗОК с РПУ выполняется после: 1. капитального ремонта БЗОК; 2. работ, связанных с изменениями в программном обеспечении ТХС; 3. работ в цепях управления БЗОК	Энергоблок в «горячем» состоянии. $P_{гр}=6,3$ МПа, $T_{гр}=278$ °С. Открыта арматура на линии байпаса парового арматурного блока (ПАБ). Проверка производится поочередно от одного из управляющих вентиляей	Время закрытия отсечного клапана с учётом времени формирования сигнала не более 10 с. Время медленного закрытия не более 150 с. Протечки через затвор в закрытом положении не превышают паспортную величину
1.1.10 Система пассивного отвода тепла (JNB50-80)		
1.1.10.4 Проверка работоспособности электроприводной	Энергоблок в состоянии ППР	Арматура управляется с без замечаний. Быстродействие арматуры – не более 60 с.

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
арматуры, электрических приводов нижнего и верхнего шиберов модулей системы.		Сигнализация положения работоспособна.
1.1.10.7. Гидравлические испытания теплообменника и трубопроводов системы.	Энергоблок в состоянии ППР	Работоспособность теплообменника и трубопроводов системы подтверждена и соответствует проектным требованиям
1.1.11 Система приводов СУЗ аварийной защиты реактора (JDA)		
1.1.11.1 Проверка проходимости ПС СУЗ в направляющих каналах ТВС с контролем времени падения ОР СУЗ.	В начале топливной кампании перед выведением реактора на МКУ мощности и в конце топливной кампании перед остановом на перегрузку.	Время падения ОР СУЗ в пределах 1,2 – 4 с
1.1.11.2 Проверка перемещения ОР СУЗ.	В период ППР. После расхолаживания РУ (перед разуплотнением ГРП) и до разогрева РУ (после уплотнения ГРП)	При перемещении ОР СУЗ усилия трения без учёта выталкивающей силы не должны превышать 98.1Н (10 кгс).
1.1.11.4 Тестирование (страгивание) приводов СУЗ ШЭМ-3 из групп АЗ.	Энергоблок в состоянии «работа на мощности» в стационарном режиме	Перемещение ОР СУЗ – без замечаний
1.1.12 Система защиты второго контура от превышения давления БРУ-А (LBA10,20,30,40AA201)		
1.1.12.1 Проверка быстродействия и функционирования сигнализации положения клапанов БРУ-А.	Реактор подкритичен. Температура в 1-м контуре не более 70 °С. Давление во 2-м контуре атмосферное	Время открытия (закрытия) клапана БРУ-А не более 15 с
1.2 Локализирующие системы безопасности.		
1.2.1 Спринклерная система (1 JMN)		

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
1.2.1.2 Проверка арматуры с БПУ. ПРИМЕЧАНИЕ. 1 раз в 6 месяцев выполняется проверка с РПУ.	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации. Один канал системы в режиме опробования, другой – в режиме ожидания	Арматура управляется с без замечаний.
1.2.1.3 Проверка функционирования водоструйных насосов.	Энергоблок в состоянии ППР	Подача водоструйного насоса в пределах 5÷11 м ³ /ч. Блокировки функционируют без замечаний
1.2.1.4 Проверка проходимости трубопроводов и форсунок системы сжатым воздухом.	Энергоблок в состоянии ППР	Все форсунки и напорные трубопроводы системы проходимы
1.2.2 Система контроля концентрации и аварийного удаления водорода под защитной оболочкой (JMT-JMU)		
1.2.2.2 Проведение выборочных периодических функциональных испытаний элементов пассивных каталитических рекомбинаторов водорода на специальном стенде.	Энергоблок в режиме ППР	Работоспособность элементов и оборудования системы подтверждена и соответствует проектным требованиям.
1.2.3 Система создания разрежения в наружном контейнменте (KLB22)		
1.2.3.1 Проверка работоспособности цепей управления арматуры с БПУ (РПУ), питания и сигнализации положения	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации	Арматура управляется с БПУ, РПУ без замечаний. Сигнализация положения исправна.
1.2.3.2 Проверка АВР резервируемых вент. агрегатов с БПУ при питании от рабочего	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации	Резервируемые агрегаты включаются по АВР без замечаний. Сигнализация положения исправна. Пара-

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
(резервного) трансформатора СН с контролем срабатывания ТЗиБ и параметров системы после перехода на резервный агрегат.		метры и алгоритм работы ТЗиБ соответствуют требованиям проектной документации. Параметры работы приточно-вытяжных систем соответствуют требованиям проектной документации.
1.2.3.3 Определение эффективности работы аэрозольных фильтров и йодных фильтров	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации	Степень очистки воздуха на фильтровальных установках соответствует требованиям проектной и эксплуатационной документации.
1.2.3.4 Проверка работы вент. агрегатов от источников аварийного электроснабжения потребителей второй группы надёжности.	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации	Резервируемые агрегаты включаются по программе АСП без замечаний. Сигнализация положения исправна. Параметры работы приточно-вытяжных систем соответствуют требованиям проектной документации. Созданное разрежение воздуха в наружном контейменте не менее 200 Па. ПРИМЕЧАНИЕ. Работоспособность системы создания разрежения в наружном контейменте (KLB22) является критерием для испытаний внешней защитной оболочки JMA.
1.2.4 Система улавливания и охлаждения расплавленной активной зоны вне реактора (JKM)		
1.2.4.1 Проверка системы контроля УЛР.	Энергоблок состояние: «холодный останов», «останов для ремонта», «перегрузка топлива»	Состояние системы соответствует проектным требованиям.
1.2.4.2 Испытания на работоспособность электроприводных	Энергоблок состояние: «холодный останов», «останов	Арматура управляется без замечаний. Сигнализация исправна.

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
задвижек на трубопроводах, подводящих охлаждающую воду к УЛР: 11JKM10AA001 и 12JKM10AA002.	для ремонта», «перегрузка топлива».	
1.2.6 Система герметичных ограждений, включая локализирующую арматуру, гермопроходки технологических систем, шлюзы и люки (JM)		
1.2.6.1 Испытание ГО на интегральную утечку избыточным давлением	Энергоблок в «холодном» состоянии.	Испытания ГО на герметичность избыточным давлением считать успешными при выполнении следующих требований: – не наблюдается протечек воздуха по конструктивным элементам герметичного ограждения и другим изолирующим элементам (включая шлюзы, проходки и прочее); – величина утечки при испытательном давлении не превышает максимального проектного значения утечки, равного 0,3 % от объема среды зоны локализации аварий в сутки (с учетом погрешности определения утечки).
1.2.6.3 Испытания на плотность основного и аварийного шлюзов, транспортного люка, технологических проходок.	Энергоблок в «холодном» состоянии. Блокировка по повышению давления в ГО выведена из работы. Подготовлена к работе система сжатого воздуха	Отсутствует падение давления при выдержке контрольной полости. Не обнаружены места утечки воздуха.
1.2.6.5 Комплексные испытания локализу-	Энергоблок в «холодном» состоянии.	Арматура управляется от групповых и индивидуаль-

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
ющей арматуры.		ных от КУ без замечаний. Отсутствуют замечания по механической части. Блокировки и сигнализация положения арматуры работоспособны.
1.2.6.6 Элементы системы преднапряжения защитной оболочки – контроль работоспособности элементов системы преднапряжения в составе контрольно-профилактических работ (КПР-1, КПР-2).	Энергоблок в «холодном» состоянии.	<p>Испытания ГО на прочность избыточным давлением считаются успешными при выполнении следующих требований:</p> <ul style="list-style-type: none"> – измеренные значения приращений напряжений в стержневой арматуре и относительных деформаций бетона от давления 0,46 МПа (избыточное) не превышают в безмоментных зонах цилиндрической и купольной частях железобетонного ограждения соответствующих значений, измеренных при обжатии, а измеренные величины напряжений стержневой ненапрягаемой арматуры не превышают расчетного сопротивления растяжению арматуры; – обеспечена упругая работа защитной оболочки (пропорциональность изменения приращений измеряемых напряжений в стержневой арматуре и относительных деформаций бетона от изменения избыточного давления); – величина растягивающих напряжений в стержневой арматуре в моментных зо-

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
		<p>нах оболочки не должна превышать R_s в продольной и R_{sw} в поперечной арматуре, т.е. соответственно 365 МПа и 290 МПа для арматуры класса А-III диаметром 10...40 мм;</p> <p>– ширина раскрытия поверхностных трещин на наружной поверхности бетона оболочки после сброса давления не должна превышать 0,3 мм от постоянных и длительных нагрузок;</p> <p>– отсутствие зафиксированного разрушения строительных конструкций (деталей СПЗО, облицовки бетона) защитной оболочки и её связей с внутренними оборудованием.</p>
1.2.7 Система охлаждения бассейна выдержки (ФАК10-20)		
<p>1.2.7.1 Опробование каналов системы по линии рециркуляции с БПУ.</p> <p>ПРИМЕЧАНИЕ. 1 раз в 3 месяца выполняется проверка с РПУ.</p>	Энергоблок в состоянии нормальной эксплуатации.	Насосные агрегаты и арматура управляются с без замечаний. Технологические параметры насосных агрегатов в норме. Подача насосов по линии опробования соответствует проектной величине
<p>1.2.7.2 Проверка арматуры с БПУ.</p> <p>ПРИМЕЧАНИЕ. 1 раз в 6 месяцев выполняется проверка с РПУ.</p>	Энергоблок в состоянии нормальной эксплуатации.	Арматура управляется с без замечаний.
<p>1.2.7.3 Поканальное опробование насосов от источников аварийного электроснабжения.</p>	Энергоблок в состоянии нормальной эксплуатации.	Насосные агрегаты запускаются без замечаний

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
1.2.7.4 Контроль вибрационного состояния насосов.	Энергоблок в состоянии нормальной эксплуатации.	Среднее квадратичное значение виброскорости на корпусе подшипников насоса на номинальной ($\pm 10\%$) подаче не более 4,5 мм/с, на остальных режимах в рабочем интервале – не более 7,1 мм/с. - на корпусах подшипников электродвигателя 4,5 мм/с, в диапазоне частот 10÷1000 Гц
1.3. Обеспечивающие системы безопасности		
1.3.1 Система охлаждающей воды ответственных потребителей (РЕ)		
1.3.1.1 Переход на резервные насосы РЕС.	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации	АВР насосов проходит успешно. Насосы управляются с БПУ и РПУ без замечаний. Арматура и сигнализация работоспособны
1.3.1.2 Проверка арматуры с БПУ.	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации	Арматура управляется без замечаний
1.3.1.3 Поканальное опробование насосов от источников аварийного электроснабжения.	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации	Насосные агрегаты запускаются без замечаний
1.3.1.5 Проверка настройки предохранительных клапанов	Проверка выполняется при вводе системы в работу в период ППР	Давление полного открытия – $1,15 P_H$ Давление закрытия, не менее – $0,9 P_H$ (давление настройки $P_H=0,95$ МПа)
1.3.2 Система промконтра потребителей реакторного отделения (КАА)		
1.3.2.1 Переход на резервные насосы.	Энергоблок в состоянии нормальной	Переход выполнен без замечаний.

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
	ной эксплуатации	Параметры работы введенного в работу оборудования в соответствии с инструкцией по эксплуатации
1.3.2.2 Проверка арматуры с БПУ. ПРИМЕЧАНИЕ. 1 раз в 6 месяцев выполняется проверка с РПУ.	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации	Арматура управляется без замечаний
1.3.2.3 Поканальное опробование насосов от источников аварийного электроснабжения.	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации	Насосные агрегаты запускаются без замечаний
1.3.2.4 Проверка работы регуляторов	Проверка выполняется при вводе системы в работу в период ППР	Расход воды промконтура не менее 2400 м ³ /ч
1.3.2.5 Проверка настройки предохранительных клапанов	Проверка выполняется при вводе системы в работу в период ППР	Давление срабатывания предохранительных клапанов, МПа: - давление открытия – 1,15 - давление закрытия – 0,9
1.3.3 Система аварийного электроснабжения потребителей 1-й группы надёжности (САЭ-1)		
1.3.3.1 Контрольный разряд аккумуляторных батарей. ПРИМЕЧАНИЕ. Периодичность 1 раз в период от 1 до 2 лет установлена, если иной период между контрольными разрядами не установлен в инструкции завода изготовителя	Энергоблок в состоянии «перегрузка топлива». Аккумуляторные батареи в режиме подзаряда по штатной схеме	Ёмкость аккумуляторных батарей, приведенная к температуре 20°С, не менее 80% от номинальной величины
1.3.3.2 Профилактика	Энергоблок в со-	Световая сигнализация на

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
<p>ческий контроль состояния АБП. Контролируется работа преобразователей по приборам и световой сигнализации на панелях управления и блоках управления АБП</p>	<p>стоянии «перегрузки топлива» или ремонт</p>	<p>табло, блоках управления и силовых блоках устройств АБП в соответствии с проектом. Уровень напряжений и пульсаций в блоках питания, параметры импульсов управления соответствуют проекту. Величина линейного выходного напряжения ПТС составляет $400\text{ В}\pm 2\%$ при частоте тока 50 ± 1 Гц. Световая сигнализация работоспособна</p>
<p>1.3.4 Система аварийного электроснабжения потребителей 2-й группы надёжности (САЭ-2)</p>		
<p>1.3.4.1 Комплексные испытания ДГ с запуском технологических механизмов по фактору обесточивания электропитания собственных нужд</p>	<p>Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации. Испытания выполняются для каждого из каналов САЭ по графику</p>	<p>Время восстановления напряжения на секциях 10 кВ не более 15 с после прохождения сигнала на запуск ДГ. Алгоритм работы АСП соответствует проектному. Мощность нагрузки соответствует номинальной мощности подключенных механизмов. При подключении нагрузки снижение напряжения на шинах генератора не ниже 0,8 от номинального значения. Напряжение на шинах после набора нагрузки поддерживается с точностью $\pm 1\%$ от номинального. Частота тока ДГ при подключении нагрузки в пределах 48÷52 Гц. ДГ и подключенные механизмы работоспособны</p>
<p>1.3.4.3 Испытания ДГ под номинальной нагрузкой с подключением в параллель с</p>	<p>Энергоблок в состоянии «перегрузки топлива» или в «холодном» состо-</p>	<p>Параметры основного и вспомогательного оборудования ДГ соответствуют ТУ</p>

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
сетью	янии	
1.3.4.5 Проверка ДГ на холостом ходу с МПУ	Энергоблок в состоянии ППР, а также при вводе канала СБ после ремонта	Параметры основного и вспомогательного оборудования ДГ соответствуют ТУ
1.3.6.4 Рециркуляционные системы охлаждения секторов проходок кабелей систем безопасности в наружном контейнменте (11KLB02, 12KLB02)		
1.3.6.4.1 Проверка АВР резервируемых вент.агрегатов с БПУ (РПУ) при питании от рабочего (резервного) трансформатора СН с контролем параметров системы после перехода на резервный агрегат.	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации	Резервируемые агрегаты включаются по АВР без замечаний. Сигнализация положения исправна. Параметры и алгоритм работы ТЗИБ соответствуют требованиям проектной документации. Параметры работы рециркуляционной системы соответствуют требованиям проектной документации. Температура воздуха в помещении УСБ поддерживается от +10 °С до +25°С
1.3.6.4.2 Проверка работы вент.агрегатов от источников аварийного электроснабжения потребителей второй группы надёжности (выполняется согласно пунктам 1.3.4.1, 1.3.4.2).	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации.	Резервируемые агрегаты включаются по программе АСП без замечаний. Сигнализация положения исправна. Параметры работы рециркуляционной системы соответствуют требованиям проектной документации. Температура воздуха в помещении УСБ поддерживается от +10 °С до +25°С.
1.3.6.4.3 Проверка работоспособности системы (выполняется до и после текущего, среднего или ка-	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации	Параметры системы: - виброскорость вентилятора в пределах, установленных для данного типа инструкцией по эксплуатации;

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
питального ремонта).		<ul style="list-style-type: none"> - аэродинамические характеристики оборудования системы соответствуют паспортным данным; - температура воздуха в помещении УСБ поддерживается от +10 °С до +25°С
<p>1.3.6.1 Приточно-вытяжные системы с рециркуляцией кондиционирования воздуха РПУ (11,12SAC50, 11,12SAC30) и БПУ(11,12SAC40, 11,12SAC20)</p> <p>1.3.6.5 Рециркуляционные системы воздушного охлаждения помещений аварийного расхолаживания первого контура (11,12KLC01) и второго контура (11,12KLC03)</p> <p>1.3.6.7 Приточно-вытяжные системы вентиляции с рециркуляцией помещений паровых камер (11,12SAA21, 11,12SAA41)</p> <p>1.3.6.8 Рециркуляционные системы охлаждения воздуха помещений холодильных машин систем безопасности (СБ) (11,12SAC01)</p> <p>1.3.6.11 Приточно-вытяжные системы вентиляции электротехнических СБ (11SAC24, 12SAC24, 11SAC44, 12SAC44)</p> <p>1.3.6.15 Приточно-вытяжные системы вентиляции баковых помещений в здании дизель-генераторных установок СБ (11SAD21, 12SAD21, 11SAD41, 12SAD41)</p> <p>1.3.6.16 Приточно рециркуляционные системы охлаждения электротехнических помещений и местного щита дизель-генераторных установок (11SAD42, 12SAD42)</p> <p>1.3.6.18 Приточно-вытяжные системы вентиляции кабельных тоннелей СБ (11SAE21, 12SAE21, 11SAE41, 12SAE41) и кабельных помещений СБ (11,12SAE25, 11,12SAE45)</p> <p>1.3.6.19 Приточно-вытяжная системы вентиляции с рециркуляцией кабельных помещений РПУ (11,12SAE22, 11,12SAE42), БПУ (11,12SAE36, 11,12SAE56) и СБ (11,12SAE24, 11,12SAE44)</p>		
1.3.6.8.1 Проверка работоспособности цепей управления арматуры с МПУ, БПУ (РПУ) питания и сигнализации положения.	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации	Арматура управляется с МПУ, БПУ (РПУ) без замечаний. Сигнализация положения исправна.

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
1.3.6.8.2 Проверка АВР резервируемых вент.агрегатов с МПУ, БПУ (РПУ) при питании от рабочего (резервного) трансформатора СН с контролем срабатывания ТЗиБ и параметров системы после перехода на резервный агрегат.	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации	Резервируемые агрегаты включаются по АВР без замечаний. Сигнализация положения исправна. Параметры и алгоритм работы ТЗиБ соответствуют требованиям проектной документации. Параметры работы рециркуляционной системы соответствуют требованиям проектной документации. Температура воздуха в помещениях холодильных машин поддерживается от +19°C до +30°C.
1.3.6.9 Системы жизнеобеспечения БПУ (11SAC41, 12SAC41) Система жизнеобеспечения БПУ (баллоны) (11SAC42) 1.3.6.13 Системы жизнеобеспечения РПУ (11SAC51, 12SAC51) Системы жизнеобеспечения РПУ (баллоны) (11SAC52)		
1.3.6.9.1 Проверка работоспособности цепей с БПУ (РПУ) питания и сигнализации положения.	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации	Арматура управляется с БПУ (РПУ) без замечаний. Сигнализация положения исправна.
1.3.6.9.2 Проверка работоспособности системы (выполняется до и после текущего, среднего или капитального ремонта).	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации	Параметры системы: - виброскорость вентилятора в пределах, установленных для данного типа инструкцией по эксплуатации; - аэродинамические характеристики оборудования системы соответствуют паспортным данным; - температура воздуха в помещении БПУ поддерживается в пределах (20 ÷ 25) °C
1.3.7 Обеспечивающая система холодоснабжения ответственных потребителей (1 QKB)		

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
1.3.7.1 Проверка работоспособности цепей управления арматуры с МПУ, питания и сигнализации положения.	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации	Арматура управляется с МПУ без замечаний. Сигнализация положения исправна.
1.3.7.2 Проверка АВР резервируемых агрегатов при питании от рабочего (резервного) трансформатора СН с контролем срабатывания ТЗиБ и параметров системы после перехода на резервный агрегат.	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации	Резервируемые агрегаты включаются по АВР без замечаний. Сигнализация положения исправна. Параметры и алгоритм работы ТЗиБ соответствуют требованиям проектной документации. Параметры работы агрегатов соответствуют требованиям проектной документации. Температура хладоносителя 4÷7 °С.
1.3.7.3 Проверка работы вент.агрегатов от источников аварийного электроснабжения потребителей второй группы надёжности (выполняется согласно пункта 1.3.4.1).	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации	Резервируемые агрегаты включаются по программе АСП без замечаний. Сигнализация положения исправна. Параметры и алгоритм работы ТЗиБ соответствуют требованиям проектной документации. Параметры работы агрегатов соответствуют требованиям проектной документации. Температура хладоносителя 4÷7 °С.
1.4 Управляющие системы безопасности		
1.4.1 Система управления и защиты реакторной установки – Управляющая система безопасности по технологическим параметрам (СУЗ-УСБТ) (панели АЗ, ПЗ1, 2, РОМ, АРМ, АКНП, АФП, СКП, АКР, УПЗ)		
1.4.1.1 Комплексная проверка, в том числе: а) устройств формирования сигналов АЗ,	Энергоблок «холодном» состоянии или в режиме разогрева. Проверка проводится перед пус-	Состояние соответствует проектным требованиям

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
ПЗ1, 2, УПЗ; б) РОМ и АРМ; в) СГИУ ОР; г) устройств питания СУЗ; д) АКНП. ПРИМЕЧАНИЕ. Проверка АФП, СКП, АКР производится в ППР по утвержденному графику.	ком блока после останова, не ранее чем за трое суток до начала выхода на МКУ	
1.4.1.3 Панели АЗ 1.4.1.3.1 Проверка каждой защиты с контролем приема команд СУЗ; 1.4.1.3.2 Поканальная проверка электропитания ПИП и пр. с контролем выдачи команд в СУЗ.	Энергоблок «холодном» состоянии или в режиме разогрева. Проверка проводится перед пуском блока после останова, не ранее чем за трое суток до начала выхода на МКУ	Состояние соответствует проектным требованиям
1.4.1.4 Панели ПЗ1, 2 1.4.1.4.1 Имитация сигналов источников информации с кратковременным воздействием на ИЧ (для одной защиты, а для остальных – поканальная проверка в объеме программы испытаний (по регламенту проверок ТЗиБ) без воздействия на ИЧ). 1.4.1.4.2 Поканальная проверка электропитания ПИП и пр. с	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации	Состояние соответствует проектным требованиям

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
контролем выдачи команд в СУЗ.		
1.4.1.5 Проверка прохождения сигналов УПЗ без воздействия на привода ОР СУЗ	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации	Состояние соответствует проектным требованиям
1.4.1.6 Проверка проходимости ПС СУЗ в направляющих каналах ТВС с контролем времени падения ОР СУЗ.	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации	Уставки соответствуют принятым значениям
1.4.1.7 Тестирование (страгивание) приводов СУЗ ШЭМ-3 из групп АЗ.	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации	Приводы СУЗ ШЭМ-3 управляются без замечаний.

7.2 Испытания и проверки СНЭ ВБ

Требования к проверкам работоспособности систем (элементов) нормальной эксплуатации важных для безопасности (СНЭВБ) установлены в «Регламенте проверок и испытаний систем и оборудования энергоблока Нововоронежской АЭС-2» (РПИ) и должны выполняться во всех состояниях нормальной эксплуатации энергоблока.

Пуск энергоблока после ППР, а также после любого простоя, кроме кратковременного (менее трех суток), должен проводиться в соответствии с графиком, разработанным для данного конкретного пуска. График должен определять перечень испытаний, выполняемых при данном пуске.

В таблице 7.2.1 приведен перечень обязательных проверок, выполняемых для подтверждения работоспособности перед вводом в работу каждой СНЭВБ во время подготовки к пуску энергоблока после ППР.

Таблица 7.2.1. Виды обязательных проверок СНЭВБ перед вводом в работу во время подготовки к пуску энергоблока

Вид испытания, проверки	Критерии успешности проведения испытания, проверки
Проверка цепей и аппаратуры дистанционного управления арматурой	Управление арматурой происходит без замечаний. Обеспечено: - закрытие и открытие арматуры с БПУ (РПУ); - правильность настройки конечных выключателей и сигнализации положения запорного органа.
Проверка функционирования механизмов (насосных агрегатов, газодувок, вентиляторов)	Управление механизмами происходит без замечаний. Расходно – напорные характеристики механизмов соответствуют паспортным значениям. Тепломеханические параметры (вибрационное состояние, температура подшипников, уплотнений и др.) соответствуют требованиям инструкции по эксплуатации
Проверка настройки предохранительных клапанов	Значения давлений срабатывания предохранительных клапанов соответствуют требованиям проектно – конструкторской документации. Клапаны не имеют пропуска в закрытом состоянии.
Проверка защит и блокировок (ТЗиБ), сигнализации	Отсутствие несоответствий требованиям проектной и эксплуатационной документации при проведении: 1. Контроля параметров, положения арматуры и табло на панелях безопасности и нормальной эксплуатации. 2. Контроля протокола сигнализации и обобщенных видеокадров. 3. Опробования табло и индикаторов сигнализации и звука на БПУ, РПУ. 4. Контроля состояния технических средств и ПТК АСУТП. 5. Продувки импульсных трубных линий. 6. Метрологической поверки измерительных каналов СКУ НЭ

В таблице 7.2.2 приведен перечень ежемесячных проверок, выполняемых для подтверждения работоспособности резервного оборудования при работе энергоблока на мощности.

Таблица 7.2.2. Виды ежемесячных проверок СНЭВБ

Вид испытания, проверки	Критерии успешности проведения испытания, проверки
Опробование резервного механизма	Параметры механизма и алгоритм работы ТЗиБ соответствуют требованиям эксплуатационной документации
Проверка АВР резервируемых механизмов	Резервные механизмы включаются по АВР без замечаний
Переход на резервный агрегат	Переход выполнен без замечаний. Параметры включенного резервного механизма соответствуют проектным значениям
Расхаживание на часть хода стопорных и регулирующих клапанов свежего пара и пара промперегрева, отсечных клапанов на паропроводах связи со сторонними источниками пара	Расхаживание на часть хода без замечаний

В таблице 7.2.3 приведен перечень специальных проверок СНЭВБ, выполняемых для подтверждения работоспособности перед вводом в работу каждой СНЭВБ во время подготовки к пуску энергоблока после ППР (или непланового останова на срок более 10 суток).

Таблица 7.2.3. Перечень специальных проверок СНЭВБ при подготовке к пуску энергоблока.

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
Реакторное отделение		
Система реактора (JAA)		
Проверка работы сигнализаторов течи верхнего блока	Энергоблок в «холодном» состоянии. Проверка проводится до начала разогрева и подъёма давления. Проверка проводится после каждой сборки реактора, а также после каждого переуплотнения разъемного соединения	После подачи в МПП каждого разъёма воздуха давлением 0,45±0,55 МПа (4,5±5,5 кгс/см ²) не наблюдается снижения давления в течение 10 мин. При этом при подаче воздуха в стояк ВБ с датчиком сигнализатора протечек должны срабатывать сигнализаторы протечек на БПУ
Измерение остаточной упругой деформации устройств прижимных	Энергоблок в состоянии «перегрузка топлива» или «останов для ремонта». Реактор разуплотнён, ВБ демонтирован уровень теплоносителя ниже плоскости ГРР на 300±400 мм	Величина остаточной упругой деформации прижимного устройства должна быть не менее 2,0мм
Проверка выступа бурта БЗТ над уплотнительной поверхностью ГРР. ПРИМЕЧАНИЕ: проверка выполняется перед перегрузкой и после перегрузки топлива в реактор в период ППР	Энергоблок в состоянии «перегрузка топлива» или «останов для ремонта». Реактор разуплотнён, ВБ демонтирован. БЗТ свободно стоит на головках ТВС, уровень теплоносителя ниже плоскости ГРР на 300±400 мм	Величина выступа бурта БЗТ над плоскостью ГРР – от 15 до 21 мм. Может быть уточнена после выполнения проектных обоснований.

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
Проверка размеров уплотнительных канавок ГРР контрольным шариком диаметром 5 мм	Энергоблок в состоянии «перегрузка топлива» или «останов для ремонта». Реактор разуплотнён, БЗТ и шпильки М170 извлечены, уровень теплоносителя ниже плоскости ГРР на 300÷400 мм	Разность выступания контрольного шарика над плоскостью ГРР и величины углубления (намина) на уплотнительной поверхности ВБ не менее 1,3 мм
Проверка горизонтальности уплотнительной поверхности корпуса реактора	Энергоблок в состоянии «перегрузка топлива». Проверка производится перед началом перегрузки, после демонтажа БЗТ, уровень теплоносителя ниже плоскости ГРР на 300÷400 мм	Величина уклона уплотнительной поверхности корпуса не более 0,0005
Проверка ТВС на герметичность оболочек твэлов на остановленном реакторе: - контроль в штанге машины перегрузочной с помощью СКГО МП; - контроль с помощью СОДС; - контроль и ремонт на стенде инспекции и ремонта ТВС (СИР).	Энергоблок находится в состоянии «перегрузка топлива»	Непревышение допустимых пределов активности газовой пробы в СКГО МП. Непревышение допустимых пределов активности водной пробы в СОДС. В соответствии с требованиями проектной документации.
Проверка характеристик привода СУЗ, сцепленного с ПС СУЗ (для приводов ОР СУЗ типа ШЭМ – 3)	Энергоблок в состоянии «останов для ремонта», «холодное состояние». Проверка производится до начала разогрева и подъема	Параметры, характеризующие работоспособное состояние привода ОР СУЗ, соответствуют требованиям проектной документации. Проверка сцепления штанг приводов

Система и оборудование Вид испытания, проверка	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
	<p>давления.</p> <p>В процессе испытаний контролируются согласно руководству по эксплуатации основные эксплуатационно – технические характеристики и усилителя перемещения штанги с ПС СУЗ с верхнего блока. После вывода реактора на МКУ производится проверка сцепления штанг приводов СУЗ с ПС СУЗ.</p>	<p>СУЗ с ПС СУЗ должна осуществляться перемещением ОР СУЗ вниз от верхнего положения на обусловленное расстояние. Наличие сцепления определяется по изменению реактивности или нейтронного потока по показаниям АКНП, а так же по изменению температуры на выходе из ТВС.</p>
<p>Определение критической концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура</p>	<p>РУ выведена на МКУ мощности</p>	<p>Критическая концентрация борной кислоты в теплоносителе первого контура соответствует данным альбома НФХ для данной кампании</p>
<p>Определение коэффициента реактивности по концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура</p>	<p>РУ выведена на МКУ мощности</p>	<p>Коэффициент реактивности по концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура соответствует данным альбома НФХ для данной кампании</p>
<p>Определение температурного коэффициента реактивности (по температуре топлива и теплоносителя)</p>	<p>РУ выведена на МКУ мощности</p>	<p>Температурный коэффициент реактивности соответствует данным альбома НФХ для данной кампании</p>
<p>Определение эффективности рабочей группы ОР СУЗ</p>	<p>РУ выведена на МКУ мощности</p>	<p>Эффективность рабочей группы ОР СУЗ соответствует данным альбома НФХ для данной кампании</p>

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
Измерение эффективности АЗ реактора (без одного наиболее эффективного ОР СУЗ) ПРИМЕЧАНИЕ: допускается проводить измерение на уровне мощности РУ до 10% Нном.	Мощность РУ от МКУ до 10% Нном	Эффективность АЗ реактора (без одного наиболее эффективного ОР СУЗ) соответствует данным альбома НФХ для данной кампании
Проверка плотности главного разъема реактора	Реактор подкритичен. РУ в «холодном» состоянии до начала подъема давления	При давлении воды в МПП ГРР 2,0 МПа (20 кгс/см^2) снижения давления не происходит в течение 10 мин
Проверка плотности разъема чехла привода СУЗ с патрубком крышки	Реактор разуплотнен. Проверка производится на ВБ, установленном в шахту ревизии	При проверке плотности разъема давлением ($19,6 \pm 1,18$) МПа ($200 \pm 10 \text{ кгс/см}^2$) давление по контрольному манометру остается постоянным, протечки и отпотевания отсутствуют
Система главных циркуляционных трубопроводов (ЖС)		
Проверка БСТИ ПРИМЕЧАНИЕ: проверка БСТИ также должна проводиться после восстановления отдельных участков БСТИ	Энергоблок на этапе разогрева после ППР или после восстановления отдельных участков. Реактор подкритичен. ГЦТ заполнен водой. Температура в 1-м контуре $T_{1к}=290 \text{ }^\circ\text{C}$	Температура наружной поверхности БСТИ не более $60 \text{ }^\circ\text{C}$. Отсутствие открытых участков ГЦТ. Впадины и выпуклости не превышают 30 мм
Проверка температурных перемещений	Энергоблок на этапе разогрева после ППР. Реактор подкритичен. Температура в 1-м контуре $T_{1к}=100 \div 280 \text{ }^\circ\text{C}$	График зависимости положения поршня гидроамортизатора от $T_{1к}$ близок к линейному
Проверка состояния компенсационных устройств и	Энергоблок на этапе разогрева после ППР. Реактор	Отсутствие в местах присоединения термодатчиков следов коррозии,

Система и оборудование Вид испытания, проверка	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
<p>соединительных коробок</p> <p>Проверка пропускной способности линий дренирования теплоносителя из U – образных участков ГЦТ (КТА)</p>	<p>подкритичен. Температура стенки не более 70°</p> <p>Энергоблок в «холодном» состоянии. Параметры в 1-м контуре: - давление P1к=0,098 МПа (1,0 кгс/см²); - температура T1к=45 °С; - уровень в КД Нуд=11,6 м. Система подпитки – продувки отключена</p>	<p>обрывов проводов</p> <p>Пропускная способность каждой линии дренирования теплоносителя в бак оргпротечек не менее 1 м³/ч</p>
<p>Система компенсации давления (JEF)</p>		
<p>Испытания системы (КД, трубопроводов соединительного, впрыска, сброса от КД до ИПУ) на плотность (совместно с первым контуром).</p>	<p>Концентрация борной кислоты в системе не менее 16 г/дм³. Температура металла оборудования при испытаниях указана в таблице 5.1. Допускается проводить испытания КД без сдувки азотной подушки, если не разуплотнялись разъемы на ИПУ КД. Состояние граничной арматуры первого контура, КИП, меры безопасности должны соответствовать требованиям рабочей программы испытаний на плотность реакторной</p>	<p>Отсутствие давления в межпрокладочном пространстве люка КД, уплотнений блоков ТЭН. В процессе испытаний и при осмотре не обнаружено течей уплотненных разъемов оборудования системы компенсации давления.</p>

Система и оборудование Вид испытания, проверка	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
	<p>установки.</p> <p>Давление испытаний на плотность (17,64 ± 0,50) МПа (180±5) кгс/см² и поддерживается в течение времени, необходимого для осмотра.</p>	
<p>Проверка работоспособности регулятора уровня теплоносителя в КД.</p>	<p>Давление на выходе из реактора:</p> <ul style="list-style-type: none"> - от 2,5 (25 кгс/см²) до 16,2 МПа (165кгс/см²) при разогреве; - (16,2 ± 0,3) МПа (165±5 кгс/см²) в процессе подъема мощности. <p>Температура теплоносителя в петлях ГЦТ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - от 20 до 285 °С при разогреве; - от 285 до 298 °С в «холодной» нитке петли в процессе подъема мощности; - от 285 до 329 °С в «горячей» нитке петли в процессе подъема мощности. 	<p>Поддержание уровня (10900 ± 150) мм от начала разогрева до окончания замены азотной подушки на паровую. Поддержание уровня (5100 ± 150) мм в процессе разогрева до горячего состояния после замены азотной подушки на паровую;</p> <p>Поддержание уровня (Н ± 150) мм в процессе подъема мощности, где Н – уровень в КД, соответствующий средней температуре первого контура.</p>
<p>Проверка работоспособности алгоритма регулирования давления в первом контуре.</p>	<p>Параметры РУ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - реактор подкритичен, концентрация борной кислоты в теплоносителе 16 г/дм³; - давление на выходе из 	<p>При понижении давления во время испытаний за допустимые пределы последовательно включаются группы электронагревателей.</p> <p>При повышении давления во время</p>

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
	<p>реактора составляет от 15,8 (160 кг/см²) до 17,1 МПа (173 кг/см²);</p> <ul style="list-style-type: none"> - температура теплоносителя в петлях ГЦТ соответствует «горячему» состоянию от 70 до 285 °С; - температура теплоносителя в КД 347,9 °С. 	<p>испытаний за допустимые пределы последовательно открываются регулирующий клапан впрыска, первая и вторая быстродействующие задвижки впрыска.</p>
<p>Проверка работоспособности регулятора разогрева-расхолаживания КД.</p>	<p>Параметры РУ перед разогревом:</p> <ul style="list-style-type: none"> - реактор подкритичен, концентрация борной кислоты в теплоносителе 16 г/дм³; - давление в первом контуре не менее 2,5 МПа (25 кг/см²); - в КД азотная подушка; - температура теплоносителя в первом контуре 130 °С; - уровень теплоносителя в КД (10900 ± 150) мм; - в работе два или три ГЦНА, в том числе ГЦНА петли 3. 	<p>Разность между температурой теплоносителя в КД и температурой теплоносителя в горячих нитках петель в процессе разогрева первого контура (55 ± 3) °С.</p>
<p>Контроль тепловых перемещений оборудования системы КД.</p>	<p>Реактор подкритичен. Температура первого контура в интервале от 20 до 285 °С.</p>	<p>В процессе разогрева и при максимальной температуре первого контура не должно быть касания</p>

Система и оборудование Вид испытания, проверка	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
Проверка функционирования и эффективности впрыска при работе регулирующего клапана JEF11AA202.	Давление на выходе из реактора 16,2 МПа (165 кгс/см ²). Температура теплоносителя в петлях ГЦТ составляет 270-285 °С. В работе три или четыре ГЦНА, в том числе ГЦНА петли 3.	оборудования и трубопроводов системы компенсации (или поверхностью его теплоизоляции), строительных конструкций или другого оборудования. Зазор должен быть не менее 10 мм. При разогреве РУ поршни ГА не должны достигать крайних положений.
Проверка функционирования и эффективности впрыска быстродействующих задвижек на линиях впрыска.	Давление на выходе из реактора 16,2 МПа (165 кгс/см ²). Температура теплоносителя в петлях ГЦТ составляет от 270 до 285 °С. В работе три или четыре ГЦНА, в том числе ГЦНА петли 3.	Скорость снижения давления в первом контуре при работе регулирующего клапана JEF11AA202 должна быть не менее значения, полученного в период ПНР, и не менее 0,012 МПа/с при температуре воды впрыска 285 °С.
Проверка функционирования и эффективности впрыска от системы подпитки первого контура КВА.	Давление на выходе из реактора 16,2 МПа (165 кгс/см ²). Температура теплоносителя в петлях ГЦТ составляет от 270 до 285 °С. В работе три или четыре ГЦНА, в том числе ГЦНА петли 3.	Скорость снижения давления в первом контуре при открытых задвижках должна быть не менее значения, полученного в период ПНР.
Проверка функционирования и эффективности впрыска от системы подпитки первого контура КВА.	Давление на выходе из реактора 16,2 МПа (165 кгс/см ²). Температура теплоносителя в петлях ГЦТ составляет от 270 до 285 °С. Температура теплоносителя в	Скорость снижения давления в первом контуре при расходе по линии впрыска от 20 до 60 м ³ /ч должна соответствовать значениям, полученным в период ПНР.

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
	<p>КД (347,9 ± 2,0) °С. ГЦНА отключены. Арматура на линии подпитки первого контура закрыта. Арматура на линии впрыска от системы подпитки открыта.</p>	
<p>Определение суммарных протечек через линию впрыска и затворы задвижек JEF13AA002, JEF12AA002 и клапанов JEF11AA202, JEF11AA201.</p>	<p>РУ в «горячем» состоянии. Давление на выходе из реактора (16,2 ± 0,3) МПа (165±3 кгс/см²). Температура теплоносителя в петлях ГЦТ от 270 до 285 °С. Температура теплоносителя в КД (347,9 ± 2,0) °С. Уровень в КД – 5100 мм</p>	<p>Величина протечек через линию впрыска и затворы задвижек и клапанов не более 4,0 м³/ч.</p>
<p>Проверка быстроедействия арматуры.</p>	<p>Концентрация борной кислоты в теплоносителе 16 г/дм³. В КД азотная подушка. Давление в первом контуре 2,5 МПа (25 кгс/см²). Температура теплоносителя в первом контуре от 20 до 60 °С.</p>	<p>Обеспечено время закрытия (открытия): - регулирующих клапанов впрыска – до 28 с; - быстроедействующих задвижек на линиях впрыска в КД – не более 10 с; - запорных задвижек на линиях впрыска регулирующих клапанов – не более 20 с; - клапанов запорных сильфонных – не более 11 с</p>

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
Измерение электрического сопротивления изоляции блока ТЭН совместно с электрическим присоединением в холодном состоянии относительно заземленных элементов.	В период ППР при профилактическом осмотре КД, реактор находится в холодном состоянии, температура в помещении КД составляет $(25 \pm 10) ^\circ\text{C}$. Уровень в КД 3600 мм	Электрическое сопротивление изоляции каждого блока ТЭН должно быть не менее 2,0 МОм.
Измерение электрического сопротивления изоляции блока ТЭН совместно с электрическим присоединением в холодном состоянии относительно заземленных элементов.	Реактор в подкритическом состоянии, КД заполнен водой с температурой не менее 85 $^\circ\text{C}$, давление первого контура 1,96 МПа (20 кгс/см ²). Уровень в КД 3600 мм	Электрическое сопротивление изоляции каждого блока ТЭН должно быть не менее 1,0 МОм, что подтверждает отсутствие механических разрушений оболочек ТЭН.
Измерение электрического сопротивления изоляции блока ТЭН совместно с электрическим присоединением в рабочих условиях относительно заземленных элементов.	Реактор в подкритическом состоянии. Давление на выходе из реактора $(16,2 \pm 0,3)$ МПа (165±3 кгс/см ²). Уровень в КД – не менее 5100 мм. Температура в КД 347,9 $^\circ\text{C}$.	Электрическое сопротивление изоляции каждого блока ТЭН совместно с электрическим присоединением составляет не менее 0,5 МОм.
Определение фактической мощности блоков ТЭН.	Концентрация борной кислоты в теплоносителе первого контура – 16 г/дм ³ . Давление на выходе из реактора – $(16,2 \pm 0,3)$ МПа (165±3 кгс/см ²). Уровень в КД – 5100 мм. Температура теплоносителя в	Фактическая измеренная прибором мощность каждого блока ТЭН должна находиться в интервале от 84,6 до 95,4 кВт.

Система и оборудование Вид испытания, проверка	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
	петлях ГЦТ соответствует «горячему» состоянию - от 270 до 285 °С. Температура теплоносителя в КД (347,9 ± 2) °С	
Система парогенераторов. ПГВ-1000МКП с опорами (JEA10-40)		
Проверка блоков БСТИ.	Энергоблок в «холодном» состоянии или в режиме разогрева.	Отсутствие изолированных участков ПГ; отсутствие повреждений на наружной поверхности блоков БСТИ ПГ; отсутствие разъединения и/или разрушения замков; отсутствие или повреждение покрывных листов мягких вставок.
Контроль возможности свободного перемещения ПГ, его роликовых опор и гидроамортизаторов от температурного расширения трубопроводов и корпуса ПГ.	Энергоблок в «холодном» состоянии. Температура корпуса ПГ 20÷50°С. Давление в 1-м и 2-м контурах атмосферное. Контроль проводится после окончания ППР.	Положение поршней гидроамортизаторов и тяг в опоре соответствует «холодному» состоянию оборудования РУ.
Контроль перемещения гидроамортизаторов ПГ с помощью датчиков перемещений. ПРИМЕЧАНИЕ: проверку допускается совместить с аналогичной проверкой ГЦТ.	Энергоблок на этапе разогрева в процессе пуска. Замеры производить при температуре корпуса ПГ по нижней образующей 100, 200 и 284 °С.	Зависимости свободного перемещения ПГ по показаниям датчиков положения поршней каждого гидроамортизатора ПГ и датчиков СКУД на опорах ПГ при изменении температуры воды первого контура совпадают (разница не более 5 мм) с зависимостями, внесенными в

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
Контроль правильности показаний уровнемеров	Процесс заполнения 2 контура водой. Давление в ПГ атмосферное, температура стенки корпуса ПГ 20±50°С. Контроль производится при каждом заполнении ПГ	инструкцию по эксплуатации РУ по результатам полученных на этапе ПНР и принятых в качестве базовых зависимостей. Показания однотипных уровнемеров имеют разницу в пределах погрешностей измерений на одном ПГ
Контроль протечки теплоносителя из первого контура во второй контур	Энергоблок в «горячем» состоянии, состоянии «реактор на МКУ мощности», «работа на мощности». Регулярность проверок определяется величиной протечки, допустимой для продолжения эксплуатации ПГ	Измеренная величина протечки и максимальный уровень активности радионуклидов J-131 не должны превышать допустимых значений
Контроль герметичности фланцевых соединений ПГ по первому и второму контурам	Давление 1 контура до 16,14 МПа (160 кгс /см ²). Давление 2 контура до 7 МПа (70 кгс/см ²)	Отсутствие давления в межпрокладочных полостях
Главный циркуляционный насосный агрегат (ЖЕВ)		
Проверка работы электродвигателя на холостом ходу.	Энергоблок в состоянии «перегрузка топлива», «останов для ремонта». Электродвигатель ГЦНА и его вспомогательные системы подготовлены к пуску	Направление вращения двигателя против часовой стрелки. Замечаний по работе электродвигателя на холостом ходу нет

Система и оборудование Вид испытания, проверка	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверка
Обкатка блока уплотнения (БУ) ГЦНА. ПРИМЕЧАНИЕ: в ППР энергоблока после замены блоков уплотнения.	Энергоблок в «горячем» состоянии. ГЦНА и его вспомогательные системы подготовлены к пуску. Давление в первом контуре не менее 15,3 МПа (150 кгс/см ²)	Параметры уплотнения ГЦНА соответствуют требованиям эксплуатационной документации
Проверка блоков БСТИ ГЦНА	Проверка выполняется перед разогревом	Отсутствие повреждений на наружной поверхности блоков БСТИ ГЦНА; отсутствие разъединения и/или разрушения замков; отсутствие или повреждение покрывных листов мягких вставок
Система обнаружения дефектных сборок (СОДС). Пробоотборная часть (FBA)		
Проверка оборудования, находящегося в бассейне выдержки.	Энергоблок в состоянии «перегрузка топлива»	В соответствии с требованиями проектной документации
Проверка оборудования, находящегося в помещении СОДС.	Энергоблок в состоянии «перегрузка топлива»	В соответствии с требованиями проектной документации
Комплексная проверка системы СОДС.	Энергоблок в состоянии «перегрузка топлива»	В соответствии с требованиями проектной документации
Система продувки-подпитки (КВА)		
Испытания узла деаэратора.	Энергоблок в «горячем» состоянии	При расходах подпитки – продувки 10, 20, 30, 50 м ³ /ч концентрация кислорода в подпиточной воде менее 20 мкг/дм ³ . Параметры воды в дегазаторе: избыточное давление Р=20 кПа (0,2 кгс/см ²), температура

Система и оборудование Вид испытания, проверка	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
Система дренажей и организованных протечек 1 контура (КТА)		
Проверка пропускной способности трубопровода подачи раствора борной кислоты в баки системы 1КВВ.	Энергоблок в состоянии «перегрузка топлива»	Пропускная способность трубопровода не менее 45 м ³ /ч. T=104 °C
Проверка пропускной способности трубопроводов дренирования.	Энергоблок в «холодном» состоянии. Давление в 1-м контуре – 0,29÷0,49 МПа (3÷5 кгс/см ²); давление в ГЕ САОЗ (1 ступени) – 1 кгс/см ² ; уровень в ГЕ САОЗ (1 ступени) - 6÷8 м; давление в барботажном баке – 0,098 МПа (1 кгс/см ²); уровень в барботажном баке – 1700 мм	Пропускная способность трубопроводов дренирования не менее, м ³ /ч: - каждой петли ГЦТ – 1,0 - ГЕ САОЗ (1 ступени) – 5,0; - ГЕ САОЗ (2 ступени) – 5,0; - ББ – 5,0
Система продувки и дренирования ПГ (LCQ10-40)		
Проверка линий дренирования ПГ.	Энергоблок в состоянии «останов для ремонта»	Расход воды с каждого ПГ не менее 30 м ³ /ч
Проверка линий продувки и дренажей.	Энергоблок в состоянии «работа на мощности». Проверка выполняется перед остановом на ППР	Расход воды с каждого ПГ при периодической продувке составляет не менее 20 м ³ /ч. Расход воды с каждого ПГ при непрерывной продувке составляет 15 м ³ /ч. Температура продувочной воды перед регенеративным теплообменником не более 170°С, после регенеративного теплообменника не более 65 °С

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
<p>Система Дистиллята (КВС-10-30)</p> <p>Проверка пропускной способности линии заполнения барботажного бака.</p>	<p>Энергоблок в состоянии «останов для ремонта».</p> <p>Проверка проводится в период капитального ремонта. Бак дистиллята заполнен химобессоленной водой до уровня не менее 7,0 м.</p>	<p>Пропускная способность линии заполнения ББ 60 м³/ч.</p>
<p>Система сжигания водорода из радиоактивных технологических сдувок (KPL)</p> <p>Проверка работоспособности электронагревателей.</p>	<p>Энергоблок в состоянии «останов для ремонта»</p>	<p>Обеспечивается поддержание температуры газа 130 °С. Температура БСТИ не превышает 45 °С</p>
<p>Проверка работоспособности контактных аппаратов.</p>	<p>Энергоблок в состоянии «останов для ремонта»</p>	<p>Расход парогазовой смеси в контуре циркуляции в пределах (144±200) м³/ч.</p> <p>Регулятор обеспечивает расход кислорода в систему в пределах (0,3±0,9) м³/ч. При этом обеспечивается концентрация кислорода перед контактными аппаратом в пределах (1,5±2,5) % (объёмных).</p> <p>Концентрация водорода в контуре циркуляции не превышает 2 % (объёмных). Концентрация водорода после контактного аппарата не превышает 0,5% (объёмных).</p> <p>Время разогрева контактного аппарата</p>

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
		до температуры 140 °С не более 15 часов. Температура катализатора в контактном аппарате в пределах (140÷300) °С. Температура БСТИ контактного аппарата не более 45°С
Система очистки радиоактивных технологических сдувок (КРМ)		
Проверка эффективности работы теплообменников.	Проверка выполняется в период останова на ППР. Система СГО работает в режиме регенерации цеолитового фильтра.	Теплообменник обеспечивает охлаждение регенерационного воздуха с 220 °С до 40 °С. Теплообменники обеспечивают охлаждение газа до температуры 20 °С
Оценка работоспособности цеолитовых фильтров.	Проверка выполняется в период останова на ППР	Температура воздуха внутри фильтра не менее 250 °С, на выходе из фильтра 220 °С. Время цикла регенерации фильтра составляет (12÷15) часов. Время охлаждения фильтра после регенерации до температуры 40 °С не превышает 50 ч. Влажность газа после цеолитового фильтра не превышает 0,25 г/нм ³ . Перепад давления на цеолитовом фильтре при расходе 60 нм ³ /ч не превышает 0,0067 МПа (0,069 кгс/см ²).
Оценка эффективности работы фильтров-адсорберов.	Проверка выполняется в период останова на ППР.	Температура газа внутри фильтра – адсорбера не более 30 °С.

Система и оборудование Вид испытания, проверка	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверка
ПРИМЕЧАНИЕ. При увеличении выбросов в венттрубу энергоблока оценка эффективности должна проводиться 1 раз в месяц.		Сопrotивление фильтра при расходе газа 60 нм ³ /ч не более 0,0098 МПа (0,1 кгс/см ²)
Оценка работоспособности самоочищающихся фильтров.	Проверка выполняется в период останова на ППР.	Температура газа перед самоочищающимся фильтром 20 °С. Сопrotивление фильтра не более 0,00029 МПа (0,003 кгс/см ²).
Оценка работоспособности электрокалориферов.	Проверка выполняется в период останова на ППР.	Электрокалорифер обеспечивает нагрев воздуха до 400 °С при расходе воздуха не менее 75 нм ³ /ч. Температура БСТИ не выше 45 °С
Система сжатого воздуха для пневмоприводов арматуры (QFA)		
Проверка работоспособности блока осушки воздуха системы OSCA.	Энергоблок в состоянии «перегрузка топлива»	Параметры регенерации: температура и расход регенерирующего газа, время десорбции и охлаждения адсорбента соответствуют паспортным. Качество пробы воздуха после блока осушки: - влажность в пределах нормы (точка росы – 80 °С); - масло и твёрдые частицы отсутствуют
Система подачи азота на сдувки из оборудования РО (KRA10-20)		
Проверка подачи азота потребителям (проверка осуществляется совместно с системой КТВ)	Проверка производится в период ППР	Расход азота к потребителям: - теплообменник охладитель дренажей: – 0÷45 нм ³ /ч;

Система и оборудование Вид испытания, проверка	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
Проверка режима создания азотной подушки в КД.	Энергоблок в режиме разогрева или расхолаживания. Проверка может производиться после окончания ППР перед началом разогрева	<ul style="list-style-type: none"> - барботажный бак – $0 \div 2,5 \text{ нм}^3/\text{ч}$; - продувка каналов ИК – $25 \text{ нм}^3/\text{ч}$. Давление в соответствии с требованием проекта.
Проверка режима создания рабочего давления в емкостях САОЗ	Проверка может производиться в период ППР, после окончания ППР перед началом разогрева	<ul style="list-style-type: none"> - расход азота $250 \text{ нм}^3/\text{ч}$; - объем 200 нм^3 – при разогреве; - объем 100 нм^3 – при расхолаживании; - давление $1,96 \text{ МПа}$ (20 кг/см^2). Время создания азотной подушки объёмом $5 \div 10 \text{ м}^3$ с давлением $1,96 \text{ МПа}$ (20 кг/см^2) – $24 \div 48$ мин.
Проверка режима создания рабочего давления в емкостях САОЗ	Проверка может производиться в период ППР, после окончания ППР перед началом разогрева	<ul style="list-style-type: none"> - расход азота $200 \text{ нм}^3/\text{ч}$; - объем 2400 нм^3; - давление $5,9 \text{ МПа}$ ($60,2 \text{ кг/см}^2$)
Турбинное отделение. Системы нормальной эксплуатации, важные для безопасности. Турбоагрегат ТЗВ 1200-2А (К-1200-6,8/50) (МАН) Проверка состояния проточной части турбины	Энергоблок в режиме разогрева	Построенные по результатам испытаний зависимости: <ul style="list-style-type: none"> - Ротбора = f (Nэл), - Тподш. = f (Nэл) соответствуют проектным характеристикам
Определение тепломеханического состояния турбоагрегата	Энергоблок в состоянии «работа на мощности». Мощность реактора равна 100 % Nном перед остановом на	Параметры тепломеханического состояния турбоагрегата соответствуют проектным значениям

Система и оборудование Вид испытания, проверка	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
Проверка вентсистем обдува токопровода и линейных выводов генератора перед пуском	ППР Энергоблок в режиме разогрева	Вентсистемы обдува токопровода и нулевых выводов генератора обеспечивают проектный режим охлаждения
Система паропроводов собственных нужд (LBG10-70)		
Проверка времени открытия (закрытия) БРУ – СН.	Энергоблок в состоянии «перегрузка топлива». Паропроводы СН сдренированы	Время открытия (закрытия) БРУ – СН не превышает 15 с
Система свежего пара (LBA)		
Проверка времени открытия (закрытия) БРУ–К и функционирования сигнализации положения запорных органов.	Энергоблок в состоянии «перегрузка топлива»	Время открытия (закрытия) БРУ-К не превышает 2,5 с
Система маслоснабжения регулирования (MAX10, MAX50)		
Определение времени закрытия стопорных клапанов, регулирующих клапанов турбины при воздействии на органы защиты и БРФ (кроме систем регулирования, у которых исключены переключающие устройства).	Энергоблок в состоянии ППР	Время закрытия СК, РК, ОК не превышает величин, указанных заводом – изготовителем. Время закрытия КОС не более 1с. Время запаздывания тока ЭМП менее времени запаздывания срабатывания выключателя ТГ на (0,06±0,08) с
Проверка плотности стопорных и регулирующих клапанов. Снятие характеристики выбега.	Энергоблок в состоянии ППР	При раздельной проверке плотности СК и РК частота вращения ротора снижается не менее чем на 0,5 п ном.

Система и оборудование Вид испытания, проверок	Условия проведения проверки, испытания	Критерии успешности проведения испытаний, проверок
		При совместной проверке плотности СК и РК частота вращения ротора снижается до нуля. Экспериментальная кривая выбега соответствует проектной характеристике
Проверка работы бойков (колец) автомата безопасности наливом масла и повышением частоты вращения ротора.	Энергоблок в состоянии ППР	Автомат безопасности срабатывает в соответствии с требованиями нормативной документации и документации завода – изготовителя
Установки фильтровальные комбинированные с гермоклапанами в зоне внутреннего контаймента (KLA02) в помещениях УКА (KLA21, KLA22)		
Определение эффективности работы азрозольных фильтров и йодных фильтров	Энергоблок в режимах нормальной эксплуатации.	Степень очистки воздуха на фильтровальных установках соответствует требованиям проектной и эксплуатационной документации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Легководные реакторы третьего поколения были впервые разработаны в 1990-х годах. Несмотря на то, что они хорошо зарекомендовали себя в процессе эксплуатации, продолжается работа по дальнейшему повышению их уровня безопасности и улучшению технико-экономических показателей. Некоторые энергоблоки с усовершенствованными реакторами в настоящее время сооружаются и эксплуатируются в мире. В их числе: блоки EPR (Evolutionary pressurized reactor) производства компании AREVA электрической мощностью 1600 МВт. По состоянию на 01.05.2020 два блока с реакторами EPR введены в эксплуатацию в Китае, один блок сооружается в Финляндии и один во Франции. Четыре блока AP-1000 производства Toshiba-Westinghouse (усовершенствованный PWR) также введены в эксплуатацию в Китае.

Несомненным достижением российской ядерной отрасли является то, что именно 1й энергоблок Нововоронежской АЭС-2 стал первым в мире работающим атомным энергоблоком последнего поколения. По состоянию на 20.12.2021 уже пять блоков с реакторами ВВЭР-1200 введены в эксплуатацию – энергоблоки №1 и 2 на Нововоронежской АЭС-2 и энергоблоки №1,2 на Ленинградской АЭС-2 и Блок №1 Белорусской АЭС

Еще один блок находится на завершающей стадии сооружения на Белорусской АЭС, продолжается сооружение аналогичных блоков на Курской АЭС-2 в России, на АЭС «Аккую» в Турции и АЭС «Руппур» в Бангладеш.

Энергоблоки №1, №2 Нововоронежской АЭС-2 – инновационный проект российской АЭС нового поколения «3+». Они сооружались по проекту «АЭС-2006» с реакторной установкой ВВЭР-1200. В основу проекта лег полувековой опыт безопасной эксплуатации и безаварийной работы АЭС с реакторами ВВЭР. Современный проект учитывает выполнение требований российских правил и норм по безопасности в атомной энергетике, а также рекомендации Клуба европейских эксплуатирующих организаций (EUR) и МАГАТЭ.

Инновационные энергоблоки Нововоронежской АЭС-2 имеют улучшенные технико-экономические показатели, обеспечивают высокий уровень безопасности при эксплуатации и полностью соответствуют постфукусимским требованиям Ассоциации западноевропейских

органов регулирования ядерной безопасности (WENRA). Особенностью таких энергоблоков является оптимальное сочетание активных и пассивных систем безопасности, что повышает уровень безопасности энергоблока, обеспечивая отсутствие перехода в тяжелую стадию запроектных аварий при потере всех источников электроснабжения переменного тока, как при плотном первом контуре, так и при течах первого контура, в течение не менее 24 ч.

Проект Нововоронежской АЭС-2 обеспечивает возможность строительства референтных атомных станций в районах с различными природно-географическими условиями и техногенными воздействиями. Он предназначен для реализации на площадках с различными типами оснований – от скальных до мягких грунтов. При строительстве АЭС на площадках, характеризующихся более интенсивными внешними воздействиями, проектом предусмотрена возможность усиления конструкций без изменения компоновочных решений зданий и сооружений.

В качестве возможностей дальнейшего совершенствования технологии энергоблоков с ВВЭР-1200 можно назвать следующие:

- увеличение инженерных запасов по расходам технологических сред, поверхностям теплообмена оборудования для более мягкого прохождения переходных процессов в случае нарушений в работе, в том числе в случаях отключения не резервируемого оборудования;
- совершенствование схемных решений с использованием более эффективного и удобного в техническом обслуживании оборудования;
- оптимизация технологических защит и блокировок с целью повышения динамической устойчивости энергоблоков нового поколения;
- валидация средств контроля и управления оперативного персонала, ЧМИ, реализованных на средствах СВБУ, ЭКП, резервных панелей безопасности и нормальной эксплуатации;
- разработка и внедрение Системы интеллектуальной поддержки оператора АЭС (СИПО) для снижения информационной нагрузки на оператора;
- внедрение на энергоблоках режимов суточного маневрирования мощности (100%-50%-100%);

- обеспечение возможности работы блоков нового поколения в увеличенных топливных циклах продолжительностью до 18-ти месяцев;
- создание «цифрового двойника» блока, включающего в себя информационную 3D модель с установленными взаимосвязями и навигацией по характеристикам систем и оборудования, паспортам, эксплуатационной документацией, а также имеющего в своем составе программную модель энергоблока, включающей в себя нейтронно-физический расчет активной зоны реактора, теплогидравлический расчет первого и второго контуров и модель автоматики, управляющей основным технологическим оборудованием энергоблока;
- развитие систем предиктивной аналитики как основы для перехода к ремонту оборудования по состоянию.

Постоянно совершенствуемые проекты энергоблоков с реакторами ВВЭР-1200 будут являться базой для развития атомной отрасли как в России, так и за рубежом.

Авторы будут признательны заинтересованным читателям за любые отклики, замечания и предложения по данному пособию.

ЛИТЕРАТУРА

1. НП-001-15 Общие положения обеспечения безопасности атомных станций, М., Ростехнадзор, 2015.
2. РБ-152-18 Руководство по безопасности при использовании атомной энергии "Комментарии к федеральным нормам и правилам "Общие положения обеспечения безопасности атомных станций" (НП-001-15)". М., Ростехнадзор.
3. IAEA Safety Glossary. Terminology used in Nuclear Safety and Radiation Protection. 2016 Revision. IAEA, 2016.
4. НП-082-07 Правила ядерной безопасности М., Ростехнадзор, 2007.
5. «Пределы и условия для эксплуатации и эксплуатационные процедуры для атомных станций» МАГАТЭ, IAEA, Vienna. NNS-G-2.2.
6. В.П. Поваров, В.Ф. Украинцев, Д.Б. Стацуря и др. Системы безопасности АЭС-2006, Воронеж 2020, ISBN 978-5-4420-0000-0. – 540 с.
7. С.А. Андрушечко, Б.Ю. Васильев, К.Б. Косоуров, Ю.М. Семченко, А.Ю. Кучумов, В.Ф. Украинцев, Б.Ю. Фаворов. ВВЭР-1200 Эволюция классики. Физические основы эксплуатации, системы и элементы, ядерное топливо, безопасность. М., Логос, 2019, 672с, ISBN 978-5-98704-852-8.
8. НП-004-08 Положение о порядке расследования и учета нарушений в работе атомных станций. Приказ Ростехнадзора от 05.03.2011 N 103.
9. International Nuclear Event Scale, IAEA, Vienna, 1988.
10. «Пределы и условия для эксплуатации и эксплуатационные процедуры для атомных станций» МАГАТЭ NNS-G-2.2.
11. Guidelines for accident analysis of WWER Nuclear Power Plants. IAEA-EDR-WWER-01. December 1995.
12. Нормы радиационной безопасности НРБ-99/2009, М., 209.
13. Внедрение усовершенствованных алгоритмов управления энерговыделением активной зоны ВВЭР-1000 на Хмельницкой АЭС. Аверьянова С.П., Семченков Ю.М., Филимонов П.Е., Горохов А.К., Молчанов В.Л., Коренной А.А., Макеев В.П., М., Атомная Энергия, т. 98., выпуск 6., 2005, с. 414 – 421.
14. Аверьянова С.П., Вохмянина Н.С., Злобин Д.А. и др. Метод офсет-мощностной фазовой диаграммы для управления энерговыделением реактора. – Атомная энергия 2016, т. 121, вып. 3, с. 123-127.

В.П. Поваров, В.Ф. Украинцев, С.Л. Витковский, Д.Б. Стацура,
И.Н. Гусев, М.Ю. Тучков, П.В. Поваров, Д.С. Смородинов

РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС-2006



Формат 70×100/16. Подписано в печать 15.08.2022.
Усл. печ. л. 40,0. Печать цифровая. Бумага мелованая.
Гарнитура Arial. Тираж 200. Заказ 999.

Отпечатано в ООО Типография «Кварта»
394049, г. Воронеж, Московский проспект, 11.