

Федеральное бюджетное учреждение
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
ПО ЯДЕРНОЙ И РАДИАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ»
(ФБУ «НТЦ ЯРБ»)

ДНП-5-4580-2019



УТВЕРЖДАЮ
Заместитель директора,
кандидат техн. наук

С.Н. Богдан
19.12. 2019 г.

ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ

о безопасности эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС
в период повторного дополнительного срока эксплуатации

Начальник отдела безопасности
атомных станций, канд. физ.-мат. наук

Н.Н. Хренников

Руководитель работы по экспертизе

Н.Н. Истомина

Москва, 2019

Экспертиза

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень сокращений	17
Введение	29
1. Концепция безопасности энергоблока в период повторного дополнительного срока эксплуатации.....	47
1.1. Оценка критериев и принципов обеспечения безопасности, принятых Заявителем в период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока	47
1.2. Оценка анализа несоответствий энергоблока № 2 Билибинской АЭС требованиям федеральных норм и правил	57
1.2.1. Оценка выбора норм и правил для анализа несоответствий требованиям действующих НД.....	57
1.2.2. Оценка анализа категорий значимости выявленных несоответствий требованиям действующих НД и мероприятий, направленных на устранение и компенсацию несоответствия энергоблоков Билибинской АЭС требованиям действующих нормативных документов.....	62
1.3. Оценка обоснования проектных пределов в период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока	111
1.4. Оценка пожарной безопасности для периода повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока	116
1.4.1. Оценка результатов корректировки анализа влияния пожаров и их последствий на безопасный останов и расхолаживание реакторной установки для энергоблока № 2 Билибинской АЭС	119

1.5. Оценка обоснования пределов и условий безопасной эксплуатации для периода повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока.....	124
1.6. Оценка концепции вывода из эксплуатации и программы подготовки к выводу из эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС	127
2. Оценка изменений характеристик площадки энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период повторного дополнительного срока эксплуатации	132
2.1. Внешние воздействия техногенного происхождения	132
2.2. Внешние воздействия природного происхождения	134
2.3. Гидрологические и гидротехнические условия площадки	144
2.4. Сейсмические воздействия.....	150
2.5. Геологические условия района и площадки.....	154
2.6. Оценка геотехнического мониторинга грунтов основания, включая наблюдения за осадками и кренами зданий и сооружений	158
2.6.1. Оценка опорной и наблюдательной сети деформационных марок зданий и сооружений.....	158
2.6.2. Оценка осадки и крена зданий и сооружений I категории ответственности	161
2.6.3. Оценка осадки и крена зданий и сооружений II категории ответственности.....	168
2.6.4. Оценка осадки и крена общестанционных вспомогательных зданий и сооружений	174

3. Вопросы эксплуатации энергоблока в период повторного дополнительного срока эксплуатации	179
3.1. Эксплуатационный персонал	179
3.2. Организация технической поддержки, текущего ремонта и обслуживания систем, важных для безопасности, для периода повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока....	182
3.3. Контроль работоспособности систем, важных для безопасности .	184
3.4. Управление ресурсом оборудования энергоблока № 2 для периода повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока	188
3.4.1. Общие положения и методология управления ресурсом оборудования и трубопроводов энергоблока	188
3.4.2. Оборудование и трубопроводы реакторно-турбинного цеха	191
3.4.3. Оборудование цеха ТАИ	194
3.4.4. Оборудование электрического цеха.....	196
3.4.5. Здания и сооружения Билибинской АЭС	198
3.5. Оценка организации учёта и контроля ЯТ.....	201
3.6. Оценка организации учёта и контроля РВ и РАО.....	204
3.7. Оценка организации физической защиты.....	206
3.8. Оценка организации радиационной защиты и радиационного контроля.....	209
3.9. Оценка обеспечения аварийной готовности.....	211
3.10.Эксплуатационная документация	214

3.10.1. Технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС	214
3.10.2. Инструкция по предупреждению и ликвидации нарушений на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС.....	217
3.10.3. Руководство по управлению запроектными авариями Билибинской АЭС	221
3.10.4. Программа обеспечения качества при эксплуатации Билибинской АЭС	226
3.10.5. План мероприятий по защите персонала в случае аварии на Билибинской АЭС	232
3.10.6. Технологический регламент обращения с радиоактивными отходами на Билибинской АЭС.....	238
3.10.7. Инструкция по эксплуатации хранилищ радиоактивных отходов Билибинской АЭС	243
3.10.8. Инструкция по обеспечению ядерной безопасности при транспортировании, перегрузке и хранении «свежего» и отработавшего топлива на Билибинской АЭС.....	246
3.10.9. Паспорт реакторной установки энергоблока № 2 Билибинской АЭС.....	251
3.10.10. Типовая программа контроля состояния основного металла, сварных соединений и наплавленных поверхностей оборудования, трубопроводов и других элементов энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период дополнительного срока эксплуатации	253

4. Оценка работоспособности систем, важных для безопасности, с учётом результатов комплексного обследования и продления срока службы оборудования и трубопроводов в период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока.....	259
4.1. Реакторная установка.....	259
4.2. Основной циркуляционный контур.....	261
4.3. Контур охлаждения СУЗ	268
4.4. Система аварийной защиты реактора	271
4.5. Система управления и защиты реактора.....	275
4.6. Газовая система реактора. КГО	279
4.7. Система продувки и байпасной очистки ОЦК.....	280
4.8. Система охлаждения бака биологической защиты и нижней плиты	284
4.9. Система охлаждения каналов ПК, ИК, СК	287
4.10. Турбоустановка со вспомогательными системами. Генератор	289
4.11. Паропроводы свежего пара	295
4.12. Система питательной воды.....	299
4.13. Система паросбросных и пароприёмных устройств	306
4.14. Система контроля и управления (кроме СУЗ)	309
4.15. Система защиты ОЦК от превышения давления	312
4.16. Система аварийной подачи охлаждающей воды	316
4.17. Система аварийной подачи питательной воды	322
4.18. Система локализации «мокрой» аварии	328

4.19. Система аварийного электроснабжения I и II групп надёжности	331
4.20. Комплекс систем по обращению с ядерным топливом	339
4.21. Системы спецвентиляции	342
4.22. Система сбора и хранения твёрдых и жидких РАО	344
4.23. Система сбора и переработки трапных вод	349
4.24. Система спецканализации	351
4.25. Система пожаротушения, включая АППТ	352
4.26. Система электроснабжения потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации	356
4.27. Система технического водоснабжения	361
4.28. Водно-химический режим энергоблока	366
5. Оценка обоснования работоспособности и ресурсных характеристик незаменимых систем и оборудования по результатам комплексного обследования энергоблока для продолжения эксплуатации в период повторного дополнительного срока	373
5.1. Строительные конструкции главного корпуса I и II класса	373
5.1.1. Вентиляционная труба энергоблоков № 1 и № 2 Билибинской АЭС	374
5.2. Металлоконструкции реактора	377
5.3. Графитовая кладка реактора	379
5.4. Барабан-сепаратор	381
5.5. Основной циркуляционный контур	383
5.6. Бак биологической защиты	387

5.7. Оценка результатов исследований облученных образцов графита.....	389
5.8. Силовые и контрольные кабели.....	392
6. Детерминистический анализ безопасности энергоблока в период повторного дополнительного срока эксплуатации	399
6.1. Методология детерминистического анализа безопасности (критерии приемлемости, исходные данные, программные средства и расчётные схемы, использованные для анализа)	399
6.2. Анализ нарушений нормальной эксплуатации и проектных аварий.....	405
6.2.1. Температурный режим графитовой кладки при нарушениях нормальной эксплуатации.....	405
6.2.2. Анализ реактивных аварий (самоходы стержней СУЗ)	410
6.2.3. Обезвоживание контура охлаждения СУЗ	416
6.2.4. Снижение уровня в БС.....	418
6.2.5. Потеря штатного электропитания собственных нужд	420
6.2.6. Разрыв ТВС	422
6.2.7. Разрыв раздаточного группового коллектора	427
6.2.8. Разрыв сборного группового коллектора	429
6.2.9. Разрыв подъёмного магистрального трубопровода	431
6.2.10. Разрыв опускного магистрального трубопровода	434
6.2.11. Разрыв парового коллектора	436
6.3. Анализ запроектных аварий	439
6.3.1. Анализ реактивных запроектных аварий	439

6.3.2. Разрыв барабана-сепаратора	441
6.3.3. Прекращение подачи теплоносителя в один раздаточный коллектор.....	444
6.3.4. Падение тяжёлых предметов на перекрытия реактора	447
6.3.5. Накопление водорода (из-за радиолиза, окисления магния) и взрыв его в РП, контуре охлаждения каналов СУЗ, в помещениях системы локализации мокрой аварии	449
6.3.6. Возникновение пожара в помещениях станции (БЩУ, кабельных коридорах, помещениях СУЗ и др.)	453
6.3.7. Потеря электропитания собственных нужд при отказе аварийной защиты.....	456
6.4. Оценка дополнительного анализа безопасности наиболее тяжёлых аварий с учётом экстремальных внешних воздействий ..	460
6.4.1. Полная потеря электропитания собственных нужд при потере конечных поглотителей тепла.....	460
6.4.2. Разрыв общего всасывающего коллектора ПЭН, НОС, АПЭН при полном обесточивании АЭС и потере конечных поглотителей тепла.....	462
6.4.3. Разрыв раздаточного группового коллектора с одновременным полным обесточиванием АЭС и потерей конечных поглотителей тепла.....	465
6.4.4. Многоблочные аварии	467
6.5. Оценка радиационных последствий проектных и запроектных аварий РУ с ЭГП-6	473

7. Вероятностный анализ безопасности энергоблока в период повторного дополнительного срока эксплуатации	478
7.1. ВАБ первого уровня для внутренних исходных событий при работе энергоблока на мощности на период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока	478
7.1.1. Отбор инициирующих событий для работы энергоблока на мощности.....	478
7.1.2. Группирование инициирующих событий для работы энергоблока на мощности	482
7.1.3. Моделирование аварийных последовательностей и назначение критериев успеха для ИС типа «переходный процесс».....	485
7.1.4. Моделирование аварийных последовательностей и назначение критериев успеха для ИС с течами теплоносителя.....	488
7.1.5. Анализ надёжности и моделирования системы аварийной защиты.....	490
7.1.6. Анализ надёжности и моделирования системы защиты ОЦК от превышения давления	493
7.1.7. Анализ частот исходных событий.....	495
7.1.8. Анализ данных по надёжности элементов оборудования ..	498
7.1.9. Анализ надёжности действий персонала.....	500
7.1.10. Анализ, интерпретация и представление результатов ВАБ-1 при работе энергоблока на мощности	503

7.2. ВАБ первого уровня для режимов работы энергоблока на малой мощности и останова на период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока	506
7.2.1. Анализ эксплуатационных состояний энергоблока	506
7.2.2. Отбор и группирование инициирующих событий для режимов работы энергоблока на малой мощности и останова.....	509
7.2.3. Анализ, интерпретация и представление результатов ВАБ-1 при работе энергоблока в стояночных режимах	511
7.2.4. Оценка ВАБ-1 для источников радиации, не связанных с активной зоной	513
7.3. ВАБ первого уровня при внутренних пожарах при работе энергоблока на мощности на период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока	518
7.3.1. Разработка списка систем (элементов), отказывающих при воздействии поражающих факторов пожаров.....	518
7.3.2. Определение пожарных зон для энергоблока № 2 Билибинской АЭС.....	520
7.3.3. Определение инициирующих событий, вызванных пожаром, для энергоблока № 2 Билибинской АЭС.....	522
7.3.4. Определение частот пожаров в пожарных зонах.....	524
7.3.5. Анализ распространения пожаров между пожарными зонами.....	526
7.3.6. Отборочный анализ аварийных сценариев пожаров	527
7.3.7. Детальный анализ аварийных сценариев пожаров.....	529

7.3.8. Анализ, интерпретация и представление результатов ВАБ пожаров.....	530
7.4. ВАБ первого уровня при внутренних затоплениях при работе энергоблока на мощности на период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока	533
7.4.1. Определение зон затопления для энергоблока № 2 Билибинской АЭС.....	533
7.4.2. Определение инициирующих событий, вызванных затоплением для энергоблока № 2 Билибинской АЭС	535
7.4.3. Определение частот затоплений в зонах затопления	538
7.4.4. Отборочный анализ аварийных сценариев затоплений	539
7.4.5. Детальный анализ аварийных сценариев затоплений	541
7.4.6. Анализ, интерпретация и представление результатов ВАБ затоплений.....	544
7.5. ВАБ первого уровня для внешних воздействий (исключая сейсмические) на период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока.....	547
7.5.1. Исходные данные, использованные для анализа внешних воздействий.....	547
7.5.2. Отбор внешних воздействий при формировании перечня внешних воздействий.....	548
7.5.3. Определение частот внешних воздействий	551
7.5.4. Отборочный анализ сценариев внешних воздействий	553
7.5.5. Детальный анализ сценариев внешних воздействий	554

7.5.6. Анализ, интерпретация и представление результатов ВАО внешних воздействий (без учёта сейсмических воздействий), включая анализ значимости, чувствительности, неопределённости и мероприятий по обеспечению безопасности энергоблока АС	556
7.6. ВАО первого уровня для сейсмических воздействий на период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока....	560
7.6.1. Предварительный анализ ИС для сейсмических воздействий. Формирование перечня систем, отказывающих при сейсмических воздействиях	560
7.6.2. Анализ реакции зданий и сооружений на сейсмические воздействия	562
7.6.3. Анализ сейсмической повреждаемости элементов энергоблока АС	564
7.6.4. Детальный анализ сценариев, обусловленных сейсмическими воздействиями	566
7.6.5. Анализ, интерпретация и представление результатов ВАО сейсмических воздействий	568
7.7. ВАО второго уровня на период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока	571
7.7.1. Анализ систем в ВАО-2	571
7.7.2. Обеспечение взаимосвязи ВАО-1 и ВАО-2.....	573
7.7.3. Моделирование аварийных последовательностей ВАО-2 ..	576
7.7.4. Построение распределения аварийных выбросов	580
7.7.5. Анализ, интерпретация и представление результатов ВАО-2.....	582

8.	Подготовка энергоблока к продолжению эксплуатации на период повторного дополнительного срока.....	587
8.1.	Оценка анализа опыта эксплуатации энергоблока	587
8.2.	Оценка мероприятий по повышению безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС на период повторного дополнительного срока эксплуатации	598
8.3.	Оценка выполнения программы подготовки энергоблока № 2 Билибинской АЭС к повторному дополнительному сроку эксплуатации	601
8.4.	Обобщённая оценка безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период повторного дополнительного срока эксплуатации	603
9.	Оценка транспортно-технологической системы с временным хранилищем для ТУК и с сооружением узла по подготовке ОЯТ к вывозу с площадки на Билибинской АЭС	611
9.1.	Текущее состояние с обращением с ОЯТ на площадке АЭС	611
9.2.	Разработанная схема по обращению с ОЯТ на площадке АЭС	612
9.3.	Безопасность обращения с ОЯТ на площадке АЭС при наличии отступлений от требований федеральных норм и правил в области использования атомной энергии	613
9.4.	Оценка изменений в обоснование безопасности обращения с ОЯТ на площадке Билибинской АЭС.....	616
10.	Прочность и работоспособность металлоконструкций энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС при их дальнейшей эксплуатации до конца 2025 г.....	618
10.1.	Статическая и циклическая прочность металлоконструкций	618

10.2.	Сопротивление металлоконструкций хрупкому разрушению ...	620
10.3.	Безопасность дальнейшей эксплуатации энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС с учётом работоспособности металлоконструкций реактора	625
10.4.	Оценка методологии подготовки и проведения испытаний образцов из металла НП на ударный изгиб и одноосное растяжение. Оценка результатов испытаний металла НП	627
10.5.	Оценка сопоставления результатов испытаний металла НП после 45 лет эксплуатации и результатов испытаний металла ВП после предварительного облучения в реакторе ВВР-М	630
10.6.	Оценка прогноза свойств основного металла и металла сварных соединений нижней плиты энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС на период до 2025 года	631
10.7.	Оценка определения критической температуры хрупкости в исходном состоянии	633
10.8.	Оценка результатов испытаний металла ВП на трещиностойкость	635
10.9.	Прогнозирование характеристик сопротивления хрупкому разрушению металла НП до 2025 года	637
10.10.	Оценка расчётных значений параметров сопротивления хрупкому разрушению до 2025 года	639
10.11.	Критерии прочности и выбор элементов металлоконструкций для оценки остаточного ресурса	640
10.12.	Оценка результатов исследований углеродистых сталей при воздействии нейтронного облучения	642

10.13. Оценка расчётов напряженного состояния, статической прочности и малоцикловой усталости металлоконструкций	644
10.14. Оценка результатов расчёта на СХР бака биологической защиты	646
Общие выводы и предложения	650
Приложение 1. Перечень документов Заявителя	660
Приложение 2. Перечень нормативных документов, использованных при экспертизе.....	679
Приложение 3. Список участников экспертизы	691

Перечень сокращений

АБ	-	аккумуляторная батарея
АВР	-	автоматический ввод резерва
АЗ	-	аварийная защита
АКС	-	азотно-кислородная станция
АП	-	аварийная последовательность
АПС	-	аварийная пожарная сигнализация
АППТ	-	автоматическое пенное пожаротушение
АПЭН	-	аварийный питательный электронасос
АР	-	автоматический регулятор
АС	-	атомная станция
АСКРО	-	автоматизированная система контроля радиационной обстановки
АСНДР	-	аварийно-спасательные и другие неотложные работы
АСПОВ	-	аварийная система подачи охлаждающей воды
АТС	-	автоматическая телефонная станция
АХОВ	-	аварийно химически опасное вещество
АЦ	-	аварийный центр
АЭС	-	атомная электростанция
БАБ	-	блочная аккумуляторная батарея
БАЗ	-	бак аварийного запаса воды
Б-Б	-	бак-барботёр
ББЗ	-	бак биологической защиты

БВ	- бассейн выдержки
БЗВ	- бак запаса воды
БОскВ	- бак осколочных вод
БРО	- бак ремонтного охлаждения
БС	- барабан-сепаратор
БТрВ	- бак трапных вод
БЩУ	- блочный щит управления
ВАБ	- вероятностный анализ безопасности
ВАО	- высокоактивные отходы
ВИК	- визуальный и измерительный контроль
ВИУБ	- ведущий инженер управления блоком
ВВ	- взрывчатые вещества
ВВР-М	- водо-водяной реактор модернизированный
ВВЭР	- водо-водяной энергетический реактор
ВКВ	- верхний концевой выключатель
ВКУ	- воздушно-конденсационная установка
ВОЗ	- возможный очаг землетрясения
ВОП	- вероятность ошибки персонала
ВРО	- воздушно-радиаторные охладители
ВТУК	- внутриобъектовый транспортный упаковочный комплект
ВУ	- выпарные установки
ВУВ	- воздушная ударная волна
ВХР	- водно-химический режим

ГК	-	главный корпус
ГОиЧС	-	гражданская оборона и чрезвычайные ситуации
ГПЗ	-	главная паровая задвижка
ГПК	-	главный предохранительный клапан
ГРО	-	газообразные радиоактивные отходы
ГТС	-	гидротехнические сооружения
ГЭЗ	-	глубокоэшелонированная защита
ДАБ	-	детерминистический анализ безопасности
ДБ	-	дренажный бак
ДГ	-	дизель-генератор
ДГУ	-	дизель-генераторная установка
ДРЗ	-	дерево распространения затоплений
ДС	-	допустимый сброс
ДСР	-	детальное сейсмическое районирование
ДСЭ	-	дополнительный срок эксплуатации
Ду	-	диаметр условный
ДЩО	-	деаэраторно-щитовое отделение
ж/б	-	железобетон
ЖРО	-	жидкие радиоактивные отходы
ЗБМ	-	зона баланса материалов
ЗиС	-	здания и сооружения
ЗКД	-	зона контролируемого доступа
ЗН	-	зона наблюдения

ЗПА	-	запроектная авария
ЗПУПД	-	защищённый пункт управления противоаварийными действиями
ЗРУ	-	закрытые распределительные устройства
ИАЦ	-	информационно-аналитический центр
ИДК	-	индивидуальный дозиметрический контроль
ИИИ	-	источник ионизирующего излучения
ИК	-	ионизационная камера
ИЛА	-	инструкция по ликвидации аварий
ИОС	-	ионообменные смолы
ИПК	-	импульсный предохранительный клапан
ИПУ	-	импульсное предохранительное устройство
ИС	-	исходное событие
ИТ	-	измерение твёрдости
ИФЗ	-	Институт Физики Земли
КАЗ	-	ключ аварийной защиты
КГО	-	контроль герметичности оболочек ТВЭЛОВ
КИПиА	-	контрольно-измерительные приборы и аппаратура
КИУМ	-	коэффициент использования установленной мощности
КК	-	капиллярный контроль
КН	-	конденсатный насос
КНБ	-	конденсатный насос бойлеров
КО СУЗ	-	контур охлаждения каналов СУЗ

КПП	- контрольно-пропускной пункт
КПТ	- конденсатно-питательный тракт
КРУ	- комплексное распределительное устройство
КФБ	- критическая функция безопасности
КЧСО	- комиссия по чрезвычайным ситуациям
ЛМА	- локализация «мокрой» аварии
ЛСБ	- локализирующая система безопасности
ЛСО	- локальная система оповещения
МА	- максимальная авария
мБС	- метр Балтийской системы
МВД	- Министерство внутренних дел
МКУ	- минимально контролируемый уровень мощности
МО	- муниципальное образование
МПА	- максимальная проектная авария
МРЗ	- максимальное расчётное землетрясение
МУВО	- межрегиональное управление ведомственной охраны
МЧС	- Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий
НАЗ	- насос аварийного запаса
НАО	- низкоактивные отходы
НД	- нормативные документы
НДБ	- насос дренажного бака

НДС	-	напряжённно-деформированное состояние
НЗВ	-	насос бака запаса воды
НОП	-	насос охлаждения подшипников
НОС	-	насос охлаждения каналов СУЗ
НП	-	нижняя плита
НПУ	-	нижний подпорный уровень
НРО	-	насос ремонтного охлаждения
НСС	-	начальник смены станции
НТВ	-	насос технической воды
ННЭ	-	нарушение нормальной эксплуатации
НФХ	-	нейтронно-физические характеристики
НЭ	-	нормальная эксплуатация
ОБ	-	основной бойлер
ОВК	-	объединённый вспомогательный корпус
ОД	-	охладитель дренажа
ОДГ	-	обратимый двигатель-генератор
ОДО	-	оперативно-дежурный отдел
ОЗИИИ	-	отработавшие закрытые источники ионизирующего излучения
ОИАЭ	-	объект использования атомной энергии
ОК	-	отсечной клапан
ОМТ	-	опускной магистральный трубопровод
ОНАО	-	очень низкоактивные отходы

ООВ	-	отказ общего вида
ОПАС	-	оказание помощи атомным станциям
ОРБ	-	отдел радиационной безопасности
ОТВС	-	отработавшая тепловыделяющая сборка
ОУОБ	-	отчёт по углублённой оценке безопасности
ОЦК	-	основной циркуляционный контур
ОЭ	-	опыт эксплуатации
ОЯБиН	-	отдел ядерной безопасности и надёжности
ОЯТ	-	отработавшее ядерное топливо
ПАЗ	-	повреждение активной зоны
ПБ	-	проблема безопасности
ПДВ	-	предельно допустимый сброс
ПДГУ	-	передвижная дизель-генераторная установка
ПЖН	-	пожарный насос
ПЗ	-	проектное землетрясение
ПК	-	пусковая камера
ПКД	-	проектно-конструкторская документация
ПЛК	-	промышленная ливневая канализация
ПМТ	-	подъёмный магистральный трубопровод
ПНД	-	подогреватель низкого давления
ПНУ	-	передвижная насосная установка
ПОК	-	программа обеспечения качества
ПОКАС(Э)	-	программа обеспечения качества при эксплуатации АС

ППКП	- прибор приёмно-контрольный пожарный
ППР	- плановый предупредительный ремонт
ПСУ	- паросбросные устройства
ПТО	- производственно-технический отдел
ПУ	- пульт управления
ПУЭ	- правила эксплуатации электроустановок
ПЧ	- пожарная часть
ПЭН	- питательный электронасос
РАО	- радиоактивные отходы
РБМК	- реактор большой мощности канальный
РВ	- радиоактивные вещества
РДЭС	- резервная дизельная электростанция
РИ	- радиационные источники
РО	- реакторное отделение
РП	- реакторное пространство
РПУ	- резервный пункт управления
РР	- ручное регулирование
РС	- регулирующий стержень
РТЦ	- реакторно-турбинный цех
РУ	- реакторная установка
РУЗА	- руководство по управлению запроектными авариями
РУСН	- распределительное устройство собственных нужд
РЭ	- район эвакуации

САИ ОЭ	-	система анализа и использования опыта эксплуатации
САО	-	среднеактивные отходы
САППВ	-	система аварийной подачи питательной воды
САС	-	система аварийной сигнализации
САЭ	-	система аварийного электроснабжения
СБ	-	система безопасности
СБК	-	служебно-бытовой комплекс
СВБ	-	системы, важные для безопасности
СВО	-	спецводоочистка
СГК	-	сборный групповой коллектор
СГО	-	система герметичного ограждения
СЗЗ	-	санитарно-защитная зона
СИ	-	система измерений
СИЗ	-	средства индивидуальной защиты
СК	-	строительные конструкции
СКО	-	среднеквадратичное отклонение
СКП	-	среднеквадратичная погрешность
СКТ	-	стопорный клапан турбины
СКУ	-	система контроля и управления
СКЦ	-	ситуационно-кризисный центр
СЛА	-	система локализации аварии
СМР	-	сейсмическое микрорайонирование
СН	-	собственные нужды

СПВ	- система питательной воды
СПИР	- состояния с повреждением источника радиоактивности
СПН	- смеситель полезного напора
СПП	- сепаратор-пароперегреватель
СР	- стерегущий регулятор
СРР	- система ремонтного расхолаживания
СС	- сварные соединения
СТВ	- система технической воды
СУЗ	- система управления и защиты
СХР	- сопротивление хрупкому разрушению
СЦР	- самоподдерживающаяся цепная реакция
СЧСО	- система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций на АС
ТАИ	- тепловая автоматика и измерения
ТВС	- тепловыделяющая сборка
ТГ	- турбогенератор
ТГР	- теплообменник глубокого расхолаживания
ТОиР	- техническое обслуживание и ремонт
ТРО	- твёрдые радиоактивные отходы
ТСТ	- телескопическое соединение тракта
ТТО	- транспортно-технологические операции
ТУК	- транспортный упаковочный комплект
УЗК	- ультразвуковой контроль

УЗТ	-	ультразвуковая толщинометрия
УП	-	указатель положения
УСБ	-	управляющая система безопасности
УСВБ	-	управляющая система, важная для безопасности
УСНЭ	-	управляющая система нормальной эксплуатации
УТП	-	учебно-тренировочное подразделение
ФПС	-	Федеральная противопожарная служба Государственной противопожарной службы
ФПУ	-	форсированный подпорный уровень
ФСД	-	фильтр смешанного действия
ХВО	-	химическая водная очистка
ХЖО	-	хранилище жидких отходов
ХНАО	-	хранилище низкоактивных отходов
ХОВ	-	химически обессоленная вода
ХОСО	-	хранилище отработанного слабоактивного оборудования
ХОЯТ	-	хранилище отработавшего ядерного топлива
ХПН	-	хозяйственно-питьевой насос
ХСО	-	хранилище среднеактивных отходов
ХСТРО	-	хранилище слабоактивных твёрдых радиоактивных отходов
ХТРО	-	хранилище твёрдых радиоактивных отходов
ЦЗ	-	центральный зал
ЦН	-	циркуляционный насос

ЦТАИ	-	цех тепловой автоматики и измерений
ЦЩУ	-	центральный щит управления
ЧПЗ	-	частота повреждения активной зоны
ЧС	-	чрезвычайная ситуация
ША	-	шкаф автоматики
ШАР	-	шкаф автоматического регулирования
ЩПТ	-	щит постоянного тока
ЭГП	-	энергетический гетерогенный петлевой реактор
ЭС	-	эксплуатационное состояние
ЭЦ	-	электрический цех
ЯМ	-	ядерные материалы
ЯТ	-	ядерное топливо
ЯУ	-	ядерная установка
ATWS	-	Anticipated Transient Without Scram

Введение

Настоящая экспертиза проведена по поручению Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) в рамках предоставления Ростехнадзором государственной услуги по лицензированию деятельности в области использования атомной энергии и проведена по документам юридического лица:

Акционерное общество «Российский концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях» (АО «Концерн Росэнергоатом») (далее – Заявитель),

которые поступили в Ростехнадзор от Заявителя (письма от 25.12.2018 исх. № 9/04/187491, от 17.01.2019 исх. № 9/04/5307, от 22.03.2019 исх. № 9/04/45192, от 12.04.2019 исх. № 9/30/59393, от 29.04.2019 исх. № 9/30/69810, от 27.05.2019 исх. № 9/30/81787, от 27.08.2019 исх. № 9/04/136955, от 25.09.2019 исх. № 9/04/153398, от 16.10.2019 исх. № 9/04/166626, от 25.10.2019 исх. № 9/04/173121, 11.11.2019 исх. № 9/30/180990 и от 17.12.2019 исх. № 9/04/204053).

Данное Экспертное заключение разработано на основе результатов экспертизы, проведенной в федеральном бюджетном учреждении «Научно-технический центр по ядерной и радиационной безопасности» (ФБУ «НТЦ ЯРБ»), имеющем лицензию Ростехнадзора от 31 августа 2017 г. (регистрационный номер ГН-13-101-3404, срок действия лицензии до 31 августа 2027 г.).

В Приложении 1 к настоящему Экспертному заключению приведён перечень документов Заявителя, которые поступили в ФБУ «НТЦ ЯРБ» от Управления по регулированию безопасности атомных станций и исследовательских ядерных установок Ростехнадзора (письма от 14.02.2019 исх. № 05-00-12/380, от 04.04.2019 исх. № 05-00-12/839, от 23.04.2019 исх. № 05-00-12/1052, от 21.05.2019, исх. № 05-00-12/1254, от 31.05.2019 исх. № 05-00-12/1378, от 06.09.2019 исх. № 05-00-12/2312, от 04.10.2019

исх. № 05-00-12/2586, от 23.10.2019 исх. № 05-00-12/2729, от 31.10.2019
исх. № 05-00-12/2794, от 18.11.2019 исх. № 05-00-12/2949 и от 17.12.2019
исх. № 05-00-12/3331).

Задание на проведение экспертизы (№ ТЗ-5-4580-2019) с изменениями
№ 1, № 2, № 3, № 5, № 6, № 7 и № 8 по теме:

«Безопасность эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС в
период повторного дополнительного срока эксплуатации»

утверждено 14.02.2019 и.о. начальника Управления по регулированию
безопасности атомных станций и исследовательских ядерных установок
Ростехнадзора М.И. Мирошниченко и включает в себя следующие
тематические вопросы экспертизы:

Концепция безопасности энергоблока в период повторного
дополнительного срока эксплуатации:

- оценка критериев и принципов обеспечения безопасности,
принятых Заявителем в период повторного дополнительного срока
эксплуатации энергоблока;
- оценка анализа несоответствий энергоблока № 2 Билибинской
АЭС требованиям федеральных норм и правил:
 - оценка выбора норм и правил для анализа несоответствий
требованиям действующих НД;
 - оценка анализа категорий значимости выявленных
несоответствий требованиям действующих НД и
мероприятий, направленных на устранение и компенсацию
несоответствия энергоблоков Билибинской АЭС требованиям
действующих нормативных документов:
- несоответствия средств аварийной подачи воды в реактор
требованиям норм и правил (ПБ-1);

- отсутствие для энергоблоков Билибинской АЭС систем локализации аварии, соответствующих требованиям норм и правил (ПБ-2);
- неустойчивость систем, важных для безопасности, при землетрясении с параметрами, выше МРЗ (ПБ-3);
- несоответствия управляющих систем, важных для безопасности, принципам обеспечения безопасности требованиям норм и правил (ПБ-4) и отсутствие на энергоблоках Билибинской АЭС методик и программ контроля выполнения управляющими системами, важными для безопасности, своих функций в объёме требований норм и правил (ПБ-11);
- отсутствие контролирующих и предохранительных устройств основного оборудования и трубопроводов (ПБ-5);
- несоответствие системы обращения с РАО требованиям норм и правил (ПБ-6 и ПБ-12);
- неготовность персонала к обеспечению безопасности при нарушениях и авариях при обращении с РАО (ПБ-7);
- отсутствие РПУ, средств регистрации нарушений и несоответствия организационных мероприятий по управлению запроектными авариями требованиям норм и правил (ПБ-8);
- несоответствия детерминистического и вероятностного анализов безопасности требованиям норм и правил (ПБ-9);

- недостаточность технических и организационных средств, направленных на ослабление влияния «человеческого фактора» при выполнении своих функций системами, важными для безопасности (ПБ-10);
 - несоответствие САЭ энергоблоков Билибинской АЭС требованиям норм и правил (ПБ-13);
 - отсутствие на Билибинской АЭС автоматизированных средств контроля концентрации водородосодержащих смесей (ПБ-14);
 - несоответствие системы обращения с отработавшим ядерным топливом требованиям норм и правил (ПБ-15);
 - несоответствие системы и элементов противопожарной безопасности требованиям норм и правил (ПБ-16);
 - отсутствие мероприятий по выводу из эксплуатации энергоблоков Билибинской АЭС (ПБ-17);
-
- оценка обоснования проектных пределов в период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока;
 - оценка пожарной безопасности для периода повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока;
 - оценка результатов корректировки анализа влияния пожаров и их последствий на безопасный останов и расхолаживание реакторной установки для энергоблока № 2 Билибинской АЭС;
 - оценка обоснования пределов и условий безопасной эксплуатации для периода повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока;

- оценка концепции вывода из эксплуатации и программы подготовки к выводу из эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС.

Оценка изменений характеристик площадки энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период повторного дополнительного срока эксплуатации:

- внешние воздействия техногенного происхождения;
- внешние воздействия природного происхождения;
- гидрологические и гидротехнические условия площадки;
- сейсмические воздействия;
- геологические условия района и площадки;
- оценка геотехнического мониторинга грунтов основания, включая наблюдения за осадками и кренами зданий и сооружений:
 - оценка опорной и наблюдательной сети деформационных марок зданий и сооружений;
 - оценка осадки и крена зданий и сооружений I категории ответственности;
 - оценка осадки и крена зданий и сооружений II категории ответственности;
 - оценка осадки и крена общестанционных вспомогательных зданий и сооружений.

Вопросы эксплуатации энергоблока в период повторного дополнительного срока:

- эксплуатационный персонал;

- организация технической поддержки, текущего ремонта и обслуживания систем, важных для безопасности, для периода повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока;
- контроль работоспособности систем, важных для безопасности;
- управление ресурсом оборудования энергоблока № 2 для периода повторного дополнительного срока эксплуатации:
 - общие положения и методология управления ресурсом оборудования и трубопроводов энергоблока;
 - оборудование и трубопроводы реакторно-турбинного цеха;
 - оборудование цеха ТАИ;
 - оборудование электрического цеха;
 - здания и сооружения Билибинской АЭС;
- оценка организации учёта и контроля ЯТ;
- оценка организации учёта и контроля РВ и РАО;
- оценка организации физической защиты;
- оценка организации радиационной защиты и радиационного контроля;
- оценка обеспечения аварийной готовности;
- эксплуатационная документация на период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока:
 - Технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС;
 - Инструкция по предупреждению и ликвидации нарушений на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС;

- Руководство по управлению запроектными авариями Билибинской АЭС;
- Программа обеспечения качества при эксплуатации Билибинской АЭС;
- План мероприятий по защите персонала в случае аварии на Билибинской АЭС;
- Технологический регламент обращения с радиоактивными отходами на Билибинской АЭС;
- Инструкция по эксплуатации хранилищ радиоактивных отходов Билибинской АЭС;
- Инструкция по обеспечению ядерной безопасности при транспортировании, перегрузке и хранении «свежего» и отработавшего топлива на Билибинской АЭС;
- Паспорт реакторной установки энергоблока № 2 Билибинской АЭС;
- Типовая программа контроля состояния основного металла, сварных соединений и наплавленных поверхностей оборудования, трубопроводов и других элементов энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период дополнительного срока эксплуатации.

Оценка работоспособности систем, важных для безопасности, с учётом результатов комплексного обследования и продления срока службы оборудования и трубопроводов в период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока:

- реактор;
- основной циркуляционный контур;

- контур охлаждения СУЗ;
- система аварийной защиты реактора;
- система управления и защиты;
- газовая система реактора. КГО;
- система охлаждения бака биологической защиты и нижней плиты;
- система охлаждения каналов ПК, ИК, СК;
- турбоустановка со вспомогательными системами. Генератор;
- паропроводы свежего пара;
- система питательной воды;
- система паросбросных и пароприемных устройств;
- система контроля и управления (кроме СУЗ);
- система защиты ОЦК от превышения давления;
- система аварийной подачи охлаждающей воды;
- система аварийной подачи питательной воды;
- система локализации «мокрой» аварии;
- система аварийного электроснабжения I и II групп надёжности;
- комплекс систем по обращению с ядерным топливом;
- система спецвентиляции;
- система сбора и хранения твёрдых и жидких РАО;
- система сбора и переработки трапных вод;
- система спецканализации;
- система пожаротушения, включая АППТ;

- система электроснабжения потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации;
- система технического водоснабжения;
- водно-химический режим энергоблока.

Оценка обоснования работоспособности и ресурсных характеристик незаменимых систем и оборудования по результатам комплексного обследования для продолжения эксплуатации энергоблока в период повторного дополнительного срока:

- строительные конструкции главного корпуса I и II класса
 - вентиляционная труба энергоблоков № 1 и № 2 Билибинской АЭС
- металлоконструкции реактора;
- графитовая кладка реактора;
- барабан-сепаратор;
- основной циркуляционный контур;
- бак биологической защиты;
- оценка результатов исследований облученных образцов графита;
- силовые и контрольные кабели.

Детерминистический анализ безопасности энергоблока в период повторного дополнительного срока эксплуатации:

- методология детерминистического анализа безопасности (критерии приемлемости, исходные данные, программные средства и расчётные схемы, использованные для анализа);
- анализ нарушений нормальной эксплуатации и проектных аварий:

- температурный режим графитовой кладки при нарушениях нормальной эксплуатации;
 - анализ реактивностных аварий (самоходы стержней СУЗ);
 - обезвоживание контура охлаждения СУЗ;
 - снижение уровня в БС;
 - потеря штатного электропитания собственных нужд;
 - разрыв ТВС;
 - разрыв раздаточного группового коллектора;
 - разрыв сборного группового коллектора;
 - разрыв подъёмного магистрального трубопровода;
 - разрыв опускного магистрального трубопровода;
 - разрыв парового коллектора;
- анализ запроектных аварий:
- анализ реактивностных запроектных аварий;
 - разрыв барабана-сепаратора;
 - прекращение подачи теплоносителя в один раздаточный коллектор;
 - падение тяжёлых предметов на перекрытия реактора;
 - накопление водорода (из-за радиолиза, окисления магния) и взрыв его в РП, контуре охлаждения каналов СУЗ, в помещениях системы локализации мокрой аварии;
 - возникновение пожара в помещениях станции (БЩУ, кабельных коридорах, помещениях СУЗ и др.);

- потеря электропитания собственных нужд при отказе аварийной защиты;
- оценка дополнительного анализа безопасности наиболее тяжёлых аварий с учётом экстремальных внешних воздействий:
 - полная потеря электропитания собственных нужд при потере конечных поглотителей тепла;
 - разрыв общего всасывающего коллектора ПЭН, НОС, АПЭН при полном обесточивании АЭС и потере конечных поглотителей тепла;
 - разрыв раздаточного группового коллектора с одновременным полным обесточиванием АЭС и потерей конечных поглотителей;
 - многоблочные аварии;
- оценка радиационных последствий проектных и запроектных аварий РУ с ЭГП-6.

Вероятностный анализ безопасности энергоблока в период повторного дополнительного срока эксплуатации:

- ВАБ первого уровня для внутренних исходных событий при работе энергоблока на мощности на период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока:
 - оценка отбора инициирующих событий для работы энергоблока на мощности;
 - оценка группирования инициирующих событий для работы энергоблока на мощности;

- оценка моделирования аварийных последовательностей и назначения критериев успеха для ИС типа «переходный процесс»;
 - оценка моделирования аварийных последовательностей и назначения критериев успеха для ИС с течами теплоносителя;
 - оценка анализа надёжности и моделирования системы аварийной защиты реактора;
 - оценка анализа надёжности системы защиты ОЦК от превышения давления;
 - оценка анализа частот исходных событий;
 - оценка анализа данных по надёжности элементов оборудования;
 - оценка анализа надёжности действий персонала;
 - оценка анализа, интерпретации и представления результатов ВАБ-1 при работе энергоблока на мощности;
- ВАБ первого уровня для режимов работы энергоблока на малой мощности и останова на период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока:
- оценка анализа эксплуатационных состояний энергоблока;
 - оценка отбора и группирования инициирующих событий для режимов работы энергоблока на малой мощности и останова;
 - оценка анализа, интерпретации и представления результатов ВАБ-1 при работе энергоблока в стояночных режимах;
 - оценка ВАБ-1 для источников радиации, не связанных с активной зоной;

- оценка ВАБ первого уровня при внутренних пожарах при работе энергоблока на мощности на период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока:
 - оценка разработки списка систем (элементов), отказывающих при воздействии поражающих факторов пожаров;
 - оценка определения пожарных зон для энергоблока № 2 Билибинской АЭС;
 - оценка определения иницирующих событий, вызванных пожаром для энергоблока № 2 Билибинской АЭС;
 - оценка частот пожаров в пожарных зонах;
 - оценка анализа распространения пожаров между пожарными зонами;
 - оценка выполнения отборочного анализа аварийных сценариев пожаров;
 - оценка выполнения детального анализа аварийных сценариев пожаров;
 - оценка результатов ВАБ пожаров;
- оценка ВАБ первого уровня при внутренних затоплениях при работе энергоблока на мощности на период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока:
 - оценка определения зон затопления для энергоблока № 2 Билибинской АЭС;
 - оценка определения иницирующих событий, вызванных затоплением для энергоблока № 2 Билибинской АЭС;
 - оценка частот затоплений в зонах затопления;

- оценка выполнения отборочного анализа аварийных сценариев затоплений;
 - оценка выполнения детального анализа аварийных сценариев затоплений;
 - оценка результатов ВАБ затоплений;
- оценка ВАБ первого уровня для внешних воздействий (исключая сейсмические) на период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока:
- оценка исходных данных, использованных для анализа внешних воздействий;
 - оценка анализа по формированию перечня внешних воздействий;
 - оценка анализа по определению частот внешних воздействий;
 - оценка отборочного анализа внешних воздействий;
 - оценка детального анализа внешних воздействий;
 - оценка результатов ВАБ внешних воздействий (без учёта сейсмических воздействий), включая анализ значимости, чувствительности, неопределённости и оценка мероприятий по обеспечению безопасности энергоблока АС;
- оценка ВАБ первого уровня для сейсмических воздействий на период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока:
- оценка предварительного анализа ИС для сейсмических воздействий. Оценка формирования перечня систем, отказывающих при сейсмических воздействиях;

- оценка вероятностного анализа реакции зданий и сооружений на сейсмические воздействия;
 - оценка анализа сейсмической повреждаемости элементов энергоблока АС;
 - оценка детального анализа сценариев, обусловленных сейсмическими воздействиями;
 - оценка результатов ВАБ сейсмических воздействий;
- оценка ВАБ второго уровня на период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока:
- оценка анализа систем в ВАБ-2;
 - оценка обеспечения взаимосвязи ВАБ-1 и ВАБ-2;
 - оценка моделирования аварийных последовательностей ВАБ-2;
 - оценка построения распределения аварийных выбросов;
 - оценка анализа, интерпретации и представления результатов ВАБ-2.

Подготовка энергоблока к продолжению эксплуатации на период повторного дополнительного срока:

- оценка учёта опыта эксплуатации энергоблока;
- оценка мероприятий по повышению безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС на период повторного дополнительного срока эксплуатации;
- оценка выполнения программы подготовки энергоблока № 2 Билибинской АЭС к повторному дополнительному сроку эксплуатации;

- обобщённая оценка безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период повторного дополнительного срока эксплуатации.

Оценка транспортно-технологической системы с временным хранилищем для ТУК и с сооружением узла по подготовке ОЯТ к вывозу с площадки на Билибинской АЭС:

- текущее состояние с обращением с ОЯТ на площадке АЭС;
- разработанная схема по обращению с ОЯТ на площадке АЭС;
- безопасность обращения с ОЯТ на площадке АЭС при наличии отступлений от требований федеральных норм и правил в области использования атомной энергии;
- оценка изменений в обоснование безопасности обращения с ОЯТ на площадке Билибинской АЭС.

Прочность и работоспособность металлоконструкций энергоблоков № 2-4 Билибинской АЭС при их дальнейшей эксплуатации до конца 2025 г.:

- статическая и циклическая прочность металлоконструкций;
- сопротивление металлоконструкций хрупкому разрушению;
- безопасность дальнейшей эксплуатации энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС с учётом работоспособности металлоконструкций реактора;
- оценка методологии подготовки и проведения испытаний образцов из металла НП на ударный изгиб и одноосное растяжение. Оценка результатов испытаний металла НП;

- оценка сопоставления результатов испытаний металла НП после 45 лет эксплуатации и результатов испытаний металла ВП после предварительного облучения в реакторе ВВР-М;
- оценка прогноза свойств основного металла и металла сварных соединений нижней плиты энергоблоков № 2, № 3, № 4 на период до 2025 года;
- оценка определения критической температуры хрупкости в исходном состоянии;
- оценка результатов испытаний металла ВП на трещиностойкость;
- прогнозирование характеристик сопротивления хрупкому разрушению металла НП до 2025 года;
- оценка расчётных значений параметров сопротивления хрупкому разрушению до 2025 года;
- критерии прочности и выбор элементов металлоконструкций для оценки остаточного ресурса;
- оценка результатов исследований углеродистых сталей при воздействии нейтронного облучения;
- оценка расчётов напряженного состояния, статической прочности и малоциклового усталости металлоконструкций;
- оценка результатов расчёта на СХР бака биологической защиты.

Настоящая экспертиза проведена в соответствии с требованиями «Положения о порядке проведения экспертизы безопасности (экспертизы обоснования безопасности) объектов использования атомной энергии и (или) видов деятельности в области использования атомной энергии» (утверждено приказом Ростехнадзора от 21 апреля 2014 г. № 160, приказ зарегистрирован Минюстом России 23 июля 2014 г. № 33238) и пунктов 69 – 77

«Административного регламента предоставления Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору государственной услуги по лицензированию деятельности в области использования атомной энергии» (утвержден приказом Ростехнадзора от 08 октября 2014 г. № 453 (в ред. приказа Ростехнадзора от 24 октября 2017 № 444), приказ зарегистрирован Минюстом России 20 марта 2015 г. № 36496).

Критериями оценки при экспертизе служили требования федеральных норм и правил и иных нормативных документов в области использования атомной энергии, перечень которых приведен в Приложении 2 к настоящему Экспертному заключению.

При экспертизе учтён современный уровень развития науки, техники и производства, предшествующий опыт эксплуатации российских и зарубежных объектов использования атомной энергии, использованы доступные сведения о событиях, имевших место на российских и зарубежных объектах использования атомной энергии.

Лица, ответственные за проведение настоящей экспертизы, утверждены поручением ФБУ «НТЦ ЯРБ» от 28.02.2018 № 180. Состав участников экспертизы утверждён поручениями ФБУ «НТЦ ЯРБ» от 07.03.2019 № 214, от 17.06.2019 № 639, от 11.09.2019 № 955, от 09.10.2019 № 1088, от 01.11.2019 № 1172 и приведён в Приложении 3 к настоящему Экспертному заключению.

При составлении Экспертного заключения учтены итоги обсуждения с Заявителем возникших у участников экспертизы вопросов к обоснованию ядерной и радиационной безопасности, представленному в документах Заявителя (протоколы от 29.08.2019, от 25.09.2019, от 08.10.2019, от 11.11.2019, от 14.11.2019 и от 18.11.2019).

1. Концепция безопасности энергоблока в период повторного дополнительного срока эксплуатации

1.1. Оценка критериев и принципов обеспечения безопасности, принятых Заявителем в период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока

В разделе 2.1 ОУОБ [32] представлены проектные критерии и принципы безопасности, принятые в проекте энергоблока № 2 Билибинской АЭС с реактором ЭГП-6 в период его проектирования, строительства и эксплуатации. Заявителем приведено краткое описание проектных решений по реализации этих принципов, указаны отступления от требований современных нормативных документов и выполнена оценка влияния этих отступлений на безопасность. В ОУОБ [32] приведен перечень мер по модернизации систем и элементов, важных для безопасности, а также перечень изменений режимов эксплуатации, объёма технического обслуживания и эксплуатационного контроля, реализованных после ввода энергоблока в эксплуатацию в конце 1974 г.

В п. 2.1.1.1 [32] указано, что разработка проекта была основана на концепции, предполагающей, что за счёт обеспечения высокого качества оборудования и других компонентов реакторной установки, качества эксплуатации, контроля состояния металла и сварных соединений оборудования и трубопроводов, можно избежать значительного повреждения в процессе эксплуатации, исключив тем самым возможность серьёзной аварии. В качестве наиболее опасной проектной аварии принималась авария с разрывом одного твэла в ТВС на длине твэла порядка 100 мм. В проекте не предъявлялись повышенные требования к герметичности помещений при избыточном давлении, так как не предполагалось более серьёзных повреждений твэлов. Аварии типа запроектных, в соответствии с

действовавшим в период проектирования НД, в исходном проекте не рассматривались.

Разработка проектных решений основывалась на следующих основных принципах [32]:

- принцип устойчивой работы АЭС. В соответствии с этим принципом, при появлении какого-либо возмущения в системе при работе в переходном режиме (скачок давления, расхода теплоносителя, напряжения и т.д.) система сама возвращается к устойчивому режиму работы (так, в алгоритме СУЗ предусмотрено автоматическое поддержание уровня мощности в диапазоне от 2% до 105% $N_{ном}$; в схеме энергоблока используются автоматические регуляторы, поддерживающие заданное давление в ОЦК, уровень воды в БС ОЦК, автоматический регулятор поддержания частоты в энергосистеме; системы автоматического сброса дебалансного пара из ОЦК и автоматической подпитки контуров энергоблока и др.);
- принцип независимости. В соответствии с этим принципом отказ одного элемента СББ не приводит к отказу другого элемента системы. Данный принцип частично реализован в схемах формирования сигналов АЗ – выполнены по трёхканальным схемам с запиткой каналов от разных секций аккумуляторных батарей, в схеме управления ГПК – три ГПК одного энергоблока запитаны от разных секций аккумуляторных батарей и получают импульс на открытие от индивидуальных ИК и др.;
- принцип разнообразия. Для достижения независимости при выполнении одних и тех же функций применяются системы, действующие на разных принципах (при отказе всех систем охлаждения активной зоны, кроме контура охлаждения каналов СУЗ, обеспечивается безопасный останов с помощью АЗ и расхолаживание РУ с помощью КО СУЗ, для защиты ОЦК от превышения давления может быть использована система,

включающая узлы «стерегущих» регуляторов, рассчитанная на полный отвод дебалансного пара, при отказе деаэрационно-питательной установки используются баки аварийного запаса воды или баки ВРО);

- принцип резервирования. В соответствии с этим принципом обеспечивается избыточное резервирование в системах СВБ и СБ для повышения их надёжности (формирование сигналов АЗ выполнено по схеме «два из трёх», в системе защиты ОЦК от превышения давления установлены три ГПК, по насосному оборудованию в контуре каналов СУЗ, системах питательной воды, основного конденсата, технической и циркуляционной воды и др. системах установлены рабочий и резервный насосы).

В качестве критериев безопасности, согласно п. 2.1.1.2 ОУОБ [32], Заявителем приняты:

- непревышение установленных в п. 3.1.2 НРБ-99/2009 доз облучения:
 - населения, проживающего в районе расположения Билибинской АЭС, при нормальной эксплуатации не превышаются критерии по эффективной дозе 1 мЗв в год в среднем за любые пять лет, но не более 5 мЗв в год;
 - критической группы населения на границе санитарно-защитной зоны и за её пределами при проектных авариях (5 мЗв на все тело и 50 мЗв на отдельные органы за первый год после аварии);
 - критической группы населения на границе зоны планирования защитных мероприятий и за её пределами в случае запроектной аварии (5 мЗв на все тело и 50 мЗв на отдельные органы за первый год после аварии);

Данные критерии соответствуют требованиям п. 1.2.1 НП-001-15 и пп. 3.3.1, 3.3.2 НП-032-01;

- оцененное значение вероятности предельного выброса не превышает 10^{-7} на реактор в год, что соответствует п. 1.2.17 НП-001-15;
- активная зона спроектирована таким образом, чтобы при нормальной эксплуатации и проектных авариях обеспечивались её механическая устойчивость и отсутствие деформации, нарушающих нормальное функционирование средств воздействия на реактивность и аварийной остановки реактора или препятствующих охлаждению ТВЭЛОВ, что соответствует требованиям п. 3.2.2 НП-001-15 и п. 2.2.11, 2.2.12 НП-082-07;
- оцененное на основе вероятностного анализа безопасности [32] значение суммарной вероятности тяжёлых запроектных аварий не превышает 10^{-5} на реактор год, что соответствует требованию п. 1.2.17 НП-001-15.

В качестве свойств пассивной безопасности РУ в п. 2.1.2.1 ОУОБ [32] указаны следующие факторы:

- наличие естественной циркуляции теплоносителя в ОЦК, отсутствие работающей арматуры в ОЦК, применение трубчатых ТВЭЛОВ. Конструкция ТВЭЛОВ обеспечивает невозможность в условиях нормальной эксплуатации и при проектных авариях попадания топлива в теплоноситель;
- низкая энергонапряжённость активной зоны обеспечивает значительные запасы до кризиса теплообмена ТВЭЛОВ при номинальном режиме и различных переходных процессах, низкая температура керметного топлива не превышает 400°C ;
- большая теплоёмкость (на единицу мощности) графита дает возможность осуществлять пассивное охлаждение активной зоны реактора в течение длительного времени при авариях с нарушением теплоотвода.

В п. 2.1.2.2 [32] справедливо указано, что проектные решения энергоблока в целом отвечают требованиям п. 1.2.4 НП-001-15, касающимся последовательной реализации глубокоэшелонированной защиты. Проектом энергоблока предусмотрены защитные, локализирующие, управляющие и обеспечивающие системы безопасности, которые за период эксплуатации энергоблока были существенно модернизированы. Указанные системы обеспечивают основные функции безопасности:

- аварийный останов реактора и поддержание его в подкритическом состоянии;
- аварийный отвод тепла от реактора;
- удержание радиоактивных веществ в установленных границах,
- обеспечение подкритичности при хранении и транспортировании ядерного топлива,

что соответствует требованиям п. 3.1.2 НП-001-15.

В п. 2.1.2.2 [32] перечислены наиболее важные мероприятия по реализации основных принципов и функций безопасности, в том числе и мероприятия по модернизации энергоблока, включающие в себя, в частности:

- замену шеститрубных каналов СУЗ на четырехтрубные;
- замену 10 приводов стержней РР на приводы с электромагнитными муфтами и подключение их в систему аварийной защиты;
- перевод реактора с металлического уран-молибденового на керметное оксидное топливо в магниевой матрице;
- ввод дополнительных сигналов АЗ (снижение расхода по петлям ОЦК, «мокрая авария», повышение давления в боксе барабана-сепаратора);
- раскрепление крупных трубопроводов ОЦК;
- установка новых ГПК (трёх вместо двух);

- подключение нового коллектора АСПОВ;
- замену сигнализаторов давления в системе контроля целостности ТВС;
- выполнение модернизации системы обнаружения пожара и система водяного орошения маслобака турбины;
- смонтированы и опробованы дополнительные системы аварийной подачи воды в реактор, системы аварийного электроснабжения и др.

Перечисленные выше мероприятия существенно повышают безопасность РУ ЭГП-6 по сравнению с первоначальным проектом. Проект энергоблока № 2 Билибинской АЭС разрабатывался в конце 60-х годов прошлого века, задолго до выхода основных норм и правил в атомной энергетике. В п. 2.1.3 [32], в соответствии с рекомендациями п. 2.3.1.2 РБ-001-05 и РБ-028-04, выполнен анализ несоответствий требованиям действующих нормативных документов. Результаты этого анализа систематизированы в таблицах 2.1.3-2, П.2.1.3.4 [32], в которых для каждого из рассмотренных нормативных документов приведены формулировки несоответствий, условия наступления последствий этих несоответствий и затрагиваемые физические барьеры на пути распространения радиоактивности. Всего выявлено 200 отступлений от требований современных НД.

В таблицах 2.1.3-3, П.2.1.3.5 ОУОБ [32] все выявленные несоответствия сгруппированы в 17 проблем безопасности (ПБ-1 ÷ ПБ-17) по признаку их влияния на физические барьеры, согласно рекомендациям п. 5 РБ-028-04.

В п. 2.1.3.3.2 [32], в соответствии с рекомендациями п. 6.4 РБ-028-04, определены категории значимости радиационных последствий. Согласно указанному анализу, радиационные последствия всех типов аварий относятся к категории «значительные», а радиационные последствия нарушений нормальной эксплуатации, связанные с перемещением РАО в пределах главного корпуса, относятся к категории «допустимые».

В соответствии с рекомендациями п. 6.2 РБ-028-04, в п. 2.1.3.3.2, П.2.1.3.7 ОУОБ [32] представлены результаты анализа по определению полноты выполнения барьером/уровнем ГЭЗ своих функций для каждой из выявленных проблем безопасности, в соответствии с критериями, приведенными в таблице 6.2 РБ-028-04. В п. 2.1.3.3.4, П.2.1.3.8 [32] приведены количественные критерии для возникновения условий невыполнения функций барьером/уровнем ГЭЗ, что соответствует положениям п. 6.3 РБ-028-04.

Оценка категории важности проблем безопасности, в соответствии с матрицей, приведенной в таблице 6.5 РБ-028-04, выполнена в п. 2.1.3.4 ОУОБ [32]. Из представленных в таблице 2.1.3-7, П.2.1.3.9 [32] данных видно, что пять выявленных проблем безопасности относятся к категории «низкая», остальные 12 – к категории «незначительная».

К числу наиболее важных проблем безопасности для энергоблока № 2 Билибинской АЭС относятся:

- проблемы в области обращения с РАО (отсутствие на площадке Билибинской АЭС комплекса по переработке и кондиционирования РАО);
- УСВБ не отвечают принципам обеспечения безопасности в объёме требований современных НД;
- неготовность персонала к обеспечению безопасности при нарушениях и авариях при обращении с РАО;
- элементы системы обращения с ОЯТ, за исключением БВ-4, не в полной мере соответствуют требованиям современных норм и правил;
- для энергоблоков Билибинской АЭС не разработаны мероприятия по выводу из эксплуатации.

В соответствии с рекомендациями п. 7 РБ-028-04, Заявителем сделан вывод о том, что эксплуатация может быть продолжена. Для перечисленных выше проблем безопасности, отнесенных к категории важности «низкая», требуются компенсирующие меры (технические и/или организационные), которые должны быть реализованы в плановом порядке. Для остальных проблем безопасности обеспечивается приемлемый уровень защиты барьеров, недостаток организационных мер должен быть устранен в плановом порядке.

Компенсирующие меры, внедренные и планируемые к реализации на энергоблоках Билибинской АЭС, указаны в таблице 2.1.3-8 [32]. На основании представленных данных компенсирующие меры разработаны и реализованы для всех проблем безопасности, за исключением ПБ-17 – мероприятия по выводу из эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС в настоящее время не разработаны.

Проделанная работа позволяет Заявителю утверждать, что для энергоблока № 2 Билибинской АЭС после останова энергоблока № 1 и перевода совместно использовавшихся систем и элементов, таких как АПЭН, элементы системы ЛМА, в состав систем энергоблока № 2, в значительной степени снизилось влияние проблем безопасности, связанных с УСВБ и локализацией мокрой аварии. Однако основными остаются следующие проблемы безопасности [32]:

- проблемы в области обращения с РАО (отсутствие технологий переработки и кондиционирования РАО);
- влияние «человеческого фактора» при существующем дефиците персонала;
- отсутствие мероприятий, направленных на подготовку вывода энергоблоков АЭС из эксплуатации.

На основании результатов анализа [32], Заявитель сделал вывод о том, что за счёт заложенных в проекте реакторных установок ЭГП-6 энергоблоков Билибинской АЭС свойств внутренней самозащищенности и оцененных радиационных последствий проектных и запроектных аварий, не приводящих к необходимости укрытия населения в начальный период, категории значимости проблем безопасности не требует реализации компенсирующих мер в срочном, неотложном порядке, и эксплуатация энергоблоков Билибинской АЭС может быть продолжена безо всяких ограничений с реализацией компенсирующих мер в плановом порядке.

Представленное в п. 2.1.1 ОУОБ [32] обоснование критериев и принципов обеспечения безопасности, принятых в проекте энергоблока № 2 Билибинской АЭС, показывает, что многочисленные отступления от требований современных нормативных документов в области использования атомной энергии в значительной мере компенсируются свойствами внутренней самозащищённости и пассивной безопасности реакторной установки ЭГП-6, важнейшими из которых являются малая тепловая мощность реактора, пониженная энергонапряжённость активной зоны, естественная циркуляция теплоносителя, «холодное» керметное топливо, трубчатые ТВЭЛы, отрицательный паровой коэффициент реактивности и большая аккумулирующая способность графитовой кладки. Указанные свойства в совокупности с большим объёмом работ по модернизации, совершенствованию технического обслуживания и эксплуатационного контроля, выполненных с момента пуска энергоблока № 2 Билибинской АЭС в 1974 г., обеспечили высокий уровень его безопасности вплоть до настоящего времени, что позволяет применить принятые Заявителем критерии и принципы для обеспечения безопасности и при продлении срока эксплуатации.

Извещением [68] в раздел 2.1 ОУОБ [32] внесён ряд редакционных изменений, уточняющих ссылки на нормативные документы, например, на

стр. 2.1.4 [32] вместо ошибочной ссылки на РБ-001-05 приведена корректная ссылка на НП-032-01. В таблицу 2.1.3.4 [32] «Перечень несоответствий энергоблоков № 1 – 4 Билибинской АЭС требованиям НД по безопасности» внесены поправки, корректирующие обозначение несоответствия. Добавлены отступления, связанные с отсутствием для энергоблоков Билибинской АЭС полномасштабного тренажёра. Указано [68], что оперативный персонал перед допуском к работе на энергоблоках проходит подготовку и сдает экзамен на аналитическом тренажёре. Указано также, что при продолжении эксплуатации энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС в режиме генерации после 2023 года возможен дефицит свободных мест для выгрузки трёх активных зон в БВ-4.

Еще одним, дополнительно внесенным Извещением [65] в таблицу 2.1.3.4 ОУОБ [32] несоответствием, является то, что хранилища РАО не отнесены к пунктам хранения накопленных РАО, к пунктам захоронения РАО, пунктам долговременного хранения РАО, пунктам временного хранения РАО, пунктам размещения или пунктам консервации особых РАО в соответствии с критериями, установленными нормативными правовыми актами в области использования атомной энергии.

Общее количество несоответствий требованиям действующих НД по безопасности составило 215 [68]. Выводы по разделу 2.1 [32] Извещением [68] дополнены справедливым утверждением о том, что останов и выгрузка активной зоны энергоблока № 1 Билибинской АЭС позволили снизить степень влияния на безопасность определенных ранее проблем безопасности для энергоблока № 2. Указано, что эксплуатация энергоблоков Билибинской АЭС, остающихся в режиме генерации мощности, с выявленными отступлениями от требований, действующих НД, может быть продолжена, при условии, что запланированные эксплуатирующей организацией компенсирующие мероприятия должны быть реализованы.

Изменения, вносимые в раздел 2.1 [32] Извещением [68], приводят содержание ОУОБ энергоблока № 2 Билибинской АЭС в соответствие с его реальным состоянием, что отвечает требованиям п. 1.2.8 НП-001-15.

По результатам экспертизы замечаний нет.

1.2. Оценка анализа несоответствий энергоблока № 2 Билибинской АЭС требованиям федеральных норм и правил

1.2.1. Оценка выбора норм и правил для анализа несоответствий требованиям действующих НД

Анализ несоответствий энергоблока № 2 Билибинской АЭС требованиям действующих НД представлен в разделе 2.1.3 ОУОБ [32] и в разделе П.2.1 Приложения 2 к ОУОБ [32] с изменениями по Извещениям [65, 68] и включает в себя следующие этапы:

- выбор НД, выполнение требований которых должно быть проанализировано;
- определение несоответствий энергоблока требованиям выбранных НД;
- выполнение отбора несоответствий, потенциально важных с точки зрения безопасности;
- группировка несоответствий и формулирование проблем безопасности;
- оценка влияния на безопасность каждой проблемы безопасности;
- определение актуальности требуемых мер по обеспечению безопасности, что соответствует рекомендациям п. 1.3 РБ-028-04.

В разделе П.2.1.2 Анализа несоответствий [32] представлено описание методологии выполнения анализа. Согласно [32], для всех выявленных несоответствий определено их влияние на физические барьеры на пути распространения радиоактивных веществ и ионизирующего излучения в окружающую среду и/или уровни глубокоэшелонированной защиты,

реализуемой на энергоблоке в соответствии с требованиями п. 1.2.4 НП-001-15. Как отмечено в [32], все выявленные несоответствия требованиям НД группируются в проблемы безопасности, причем, одно и то же несоответствие может быть включено в различные проблемы безопасности, что соответствует рекомендациям раздела 5 РБ-028-04. Для каждой проблемы безопасности определяется категория её значимости для безопасности энергоблока по матрице, представленной в таблице П.2.1.2.1 [32], которая соответствует рекомендациям п. 6.5 РБ-028-04.

Согласно разделу П.2.1.3.1 [32], анализ несоответствий энергоблока № 2 Билибинской АЭС требованиям действующих НД выполнен на основе раздела II «Государственное регулирование безопасности при использовании атомной энергии» Перечня нормативно-правовых актов и нормативных документов, относящихся к сфере деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (П-01-01-2017), утвержденного приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.10.2018 № 591, что соответствует рекомендациям п. 2.1 РБ-028-04. Кроме того, согласно [32], были проанализированы несоответствия требованиям НД, вступивших в силу в первой половине 2018 года после утверждения указанного перечня или не вошедшие в него, например, такие как: НП-099-17, НП-100-17, НПБ 114-2002 и другие.

В таблице П.2.1.3.1 [32], в соответствии с рекомендациями п. 2.3 РБ-028-04, представлены результаты анализа, на основании которого Заявителем принималось решение об отборе того или иного НД для проведения анализа несоответствий. Следует отметить, что для НД, которые не были отобраны для последующего анализа несоответствий, Заявителем представлено соответствующее обоснование принятия такого решения, что соответствует рекомендациям Приложения 2 к РБ-028-04. Всего Заявителем в процессе выбора НД были рассмотрены 103 НД.

В соответствии с рекомендациями п. 3.1 РБ-028-04, НД, отобранные Заявителем для проведения анализа несоответствий, представлены в таблице П.2.1.3.2 [32] по форме таблицы 2.2 Приложения 2 к РБ-028-04. Всего для анализа несоответствий Заявителем отобрано 39 НД.

Извещением [65] в раздел П.2.1 Приложения 2 к ОУОБ [32] внесены следующие изменения:

- в названии и введении к разделу П.2.1 корректно указано, что данный раздел посвящен анализу несоответствий энергоблоков № 2-4 Билибинской АЭС требованиям НД Ростехнадзора;
- в анализ несоответствий включены нормативные документы, вступившие в силу в конце 2018 года, а именно «Правила контроля металла оборудования трубопроводов атомных энергетических установок при изготовлении и монтаже» (НП-105-18) и «Сварка наплавка оборудования трубопроводов атомных энергетических установок» (НП-104-18);
- добавлено корректное уточнение о том, что НП-007-17, НП-12-16, НП-014-16, НП-028-16, НП-037-11, НП-057-17, НП-091-14 устанавливают требования к обеспечению безопасности при подготовке к выводу из эксплуатации ОИАЭ;
- уточнено, что в анализе несоответствий проанализированы нормативные документы, вступившие в силу в 2018 году (соответствие рекомендациям п. 2.1 РБ-028-04).

В таблицу П.2.1.3.1 раздела П.2.1 Приложения 2 к ОУОБ [32], в которой выполнен отбор НД для последующего анализа, Извещением [65] вносятся следующие изменения:

- в столбце «Выбор НД для анализа» для НП-003-97 отмечено, что на Билибинской АЭС отсутствует полномасштабный тренажёр,;

- актуализированы номера нормативных документов НП-046-19, НП-047-11, НП-049-17, НП-057-17, НП-079-18, введенных в действие взамен утративших силу НД;
- указано корректное название нормативного документа ПНАЭ Г-7-002-86;
- в столбце «Выбор НД для анализа» для НП-094-15 добавлено корректное уточнение о том, что данный НД не отобран для дальнейшего анализа, т.к. его требования не распространяются на РУ с ЭГП-6.

Извещениями [65, 68] в раздел 2.1.3 Главы 2 ОУОБ и в раздел П.2.1 Приложения 2 к ОУОБ [32] добавлен анализ влияния на безопасность энергоблока несоответствия требованиям п. 1.2.27 НП-001-15 (6ОПБ1.2.27), состоящего в том, что для энергоблоков Билибинской АЭС отсутствует полномасштабный тренажёр. Оперативный персонал перед допуском к работе на энергоблоках проходит подготовку и сдает экзамен на аналитическом тренажёре. В обоснование отсутствия влияния указанного несоответствия на физические барьеры и уровни ГЭЗ энергоблока в Извещениях [65, 68] отмечено, что влияние на безопасность отсутствия полномасштабного тренажёра, согласно требованиям п. 1.2.27 НП-001-05, скомпенсировано наличием аналитического тренажёра, на котором проводится обучение и сдача экзамена оперативным персоналом Билибинской АЭС перед получением разрешения Ростехнадзора на право самостоятельной работы. Перечень «сценариев», используемых для оценки практических навыков управления энергоблоком Билибинской АЭС, учитывающий специфические требования, предъявляемые к эксплуатации реакторных установок ЭГП-6 и основанный на требованиях эксплуатационной документации АС, приведен в перечне экзаменационных вопросов для проверки теоретических знаний и «сценарии» контрольных упражнений для проверки практических навыков по ведению

технологического процесса (управления энергоблоками № 1 – 4) Билибинской АЭС, проверяемых на экзаменах при выдаче разрешений Ростехнадзора на право ведения работ в области использования атомной энергии оперативному персоналу Билибинской АЭС. «Сценарии» занятий на аналитическом тренажере (учебно-тренировочные занятия), разработанные на основании указанного перечня БиАЭС 1.3.5.03.26.43, и используемые для проверки навыков управления энергоблоками Билибинской АЭС у оперативного персонала в процессе экзамена утверждаются главным инженером Билибинской АЭС. Во время проверки практических навыков управления энергоблоками Билибинской АЭС экзаменуемый должен продемонстрировать способность принятия решений, правильности контроля состояния систем и оборудования, а также выполнение действий по обеспечению безопасной эксплуатации энергоблоков № 1 – 4 Билибинской АЭС в соответствии с должностными обязанностями. Представленное обоснование является достаточным.

Извещением [74] в разделе П.2.1 Приложения 2 к ОУОБ [32] уточнено количество выявленных на энергоблоке несоответствий требованиям действующих нормативных документов: вместо 214 указано 215 в связи с выявлением нового несоответствия требованиям п. 36 НП-005-16. В этой связи откорректировано число выявленных на энергоблоке несоответствий требованиям НП-005-16, указанное в таблице П.2.1.3.3 [32], вместо одного несоответствия указано два. Анализ влияния на безопасность нового несоответствия (2ПОАО36) требованиям п. 36 НП-005-16, выполненный в соответствии с рекомендациями пп. 4.1, 4.2 РБ-028-04, внесен в таблицу П.2.1.3.4 [32]. Несоответствие 2ПОАО36 включено Извещением [74] в проблему безопасности ПБ-8, оценка определения категории важности которой представлена в разделе 1.2.2.8 настоящего Экспертного заключения.

По результатам экспертизы замечаний нет.

1.2.2. Оценка анализа категорий значимости выявленных несоответствий требованиям действующих НД и мероприятий, направленных на устранение и компенсацию несоответствия энергоблоков Билибинской АЭС требованиям действующих нормативных документов

1.2.2.1. Несоответствия средств аварийной подачи воды в реактор требованиям норм и правил (ПБ-1)

Анализ несоответствий энергоблока № 2 Билибинской АЭС требованиям действующих федеральных норм и правил представлен в разделе П.2.1 Приложения 2 к ОУОБ [32]. В подразделе П.2.1.3.3.1 [32] выполнена группировка несоответствий НД и сформулированы проблемы безопасности. Согласно таблице П.2.1.3.5 [32], в ПБ-1 «Несоответствия средств аварийной подачи воды в реактор требованиям норм и правил» [32] включены шесть несоответствий требованиям пп. 1.2.12, 3.1.9, 3.5.4 НП-001-15 (2ОПБ1.2.12, 3ОПБ1.2.12, 13ОПБ3.1.9, 14ОПБ3.1.9, 32ОПБ3.5.4, 33ОПБ3.5.4) и два несоответствия требованиям п. 2.6.2 НП-082-07 (8ПБЯ2.6.2 и 9ПБЯ2.6.2). Перечень несоответствий энергоблоков № 1 – 4 Билибинской АЭС требованиям НД по безопасности приведен в таблице П.2.1.3.4 [32]. Также в указанной таблице П.2.1.3.4 [32] приведены формулировка выявленных несоответствий, условия наступления последствий несоответствий и указаны затрагиваемые физические барьеры и уровни ГЭЗ, что соответствует рекомендациям Приложения 3 к РБ-028-04.

Согласно разделу П.2.1 Приложения 2 к ОУОБ [32], физические барьеры на пути распространения ионизирующего излучения и радиоактивных веществ в окружающую среду, принятые в проекте Билибинской АЭС, включают в себя:

- ФБ-1 – топливная матрица;
- ФБ-2 – оболочка ТВЭЛ;

- ФБ-3 – границы контура циркуляции теплоносителя;
- ФБ-4 – границы РП, системы локализации «мокрой аварии» и биологическую защиту.

Указанные барьеры установлены в соответствии с требованиями п. 1.2.4 НП-001-15. Уровни ГЭЗ при проведении анализа несоответствий [32] приняты также в соответствии с требованиями п. 1.2.4 НП-001-15.

Включённые в ПБ-1 несоответствия средств аварийной подачи воды в реактор требованиям действующих норм и правил [32] в части пп. 1.2.12, 3.1.9, 3.5.4 НП-001-15 и п. 2.6.2 НП-082-07 относятся к системам САППВ, КО СУЗ и АСПОВ, которые выполнены в одноканальном исполнении и не соответствуют принципам независимости, резервирования и устойчивости к отказам по общей причине. КО СУЗ, который является системой нормальной эксплуатации, важной для безопасности, тем не менее, также выполняет функцию безопасности по отводу тепла от реактора в случае нарушения циркуляции теплоносителя в ОЦК.

В настоящее время энергоблок № 1 Билибинской АЭС остановлен для подготовки к выводу из эксплуатации, топливо из активной зоны реактора выгружено, ОЦК осушен. В связи с указанным эксплуатационным состоянием энергоблока № 1, выполнение функций безопасности по охлаждению РУ в условиях аварии с потерей теплоносителя для указанного энергоблока неактуально, поэтому Заявителем предполагается [32] подключить САППВ для нужд энергоблока № 2 Билибинской АЭС. Согласно таблице П.2.1.3.4 [32], в связи с указанной модернизацией на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС системы аварийной подачи питательной воды в реактор будут иметь по два канала, что снижает влияние на безопасность указанных несоответствий требованиям НП-001-15 и НП-082-07. С учётом данной модернизации при проектных авариях с разрывом трубопроводов ОЦК системы аварийной подачи воды в реактор по функции безопасности

будут иметь достаточное резервирование в соответствии с требованиями НП-001-15 и НП-082-07, вследствие чего Заявителем сделаны выводы, что на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС несоответствия САППВ и АСПОВ (2ОПБ1.2.12, 32ОПБ3.5.4, 33ОПБ3.5.4) требованиям пп. 1.2.12, 3.5.4 НП-001-15 и п. 2.6.2 НП-082-07 в части отсутствия резервирования устранены и могут быть исключены из перечня отступлений в анализе несоответствий [32]. Выводы Заявителя можно признать обоснованными после выполнения указанной модернизации по подключению АПЭН и насосов КО СУЗ энергоблока № 1 к САППВ и КО СУЗ энергоблока № 2 Билибинской АЭС, а также выполнения анализа надёжности указанных систем и внесение в условия безопасной эксплуатации Технологического регламента [2] запрета на вывод в ремонт АПЭН и насосов СУЗ энергоблока № 1 при работе энергоблока № 2 на мощности, и представления в ИЛА [4] указаний персоналу по вводу в действие резервного канала САППВ, поскольку, согласно ОУОБ [32], предполагается ввод в действие АПЭН-1 вручную, без срабатывания автоматики.

Согласно таблице П.2.1.3.7 [32], для ПБ-1 выполнение функций физическим барьером/уровнем ГЭЗ – адекватное. При неблагоприятном отказе систем аварийной подачи воды в реактор, приводящем к наихудшим последствиям, возможно расплавление топливной матрицы, при этом целостность оболочек твэлов сохраняется. Данная оценка соответствует критериям, установленным в п. 6.2 РБ-028-04.

Согласно таблице П.2.1.3.8 [32], в ПБ-1 вероятность возникновения условий для невыполнения функций безопасности, по оценкам ВАБ, выполненным в составе ОУОБ [32], составляет менее 10^{-6} 1/год, что, согласно рекомендациям п. 6.3 РБ-028-04, соответствует «крайне маловероятному» критерию.

В таблице П.2.1.3.9 [32] выполнено определение категории важности проблемы безопасности ПБ-1. С учётом того, что последствия при невыполнении функции безопасности по охлаждению реактора являются значительными, а вероятность возникновения условий для невыполнения функций безопасности, является крайне маловероятной, категория важности определена Заявителем как «незначительная». Также, следует отметить, что в настоящее время в рамках реализации дополнительных систем для управления тяжёлыми запроектными авариями были смонтированы узлы для подключения дополнительных систем подачи воды в ОЦК и КО СУЗ от мобильного оборудования. На основании выполненного анализа указанной ПБ-1 [32], определение её категории значимости соответствует рекомендациям п. 6.5 РБ-028-04.

В таблице П.2.1.4.1 [32] представлены компенсирующие меры для несоответствий требованиям действующих НД. В части ПБ-1 указано [32] выполнение регулярных проверок, испытаний, ТОиР систем АППВ, КО СУЗ, ЛМА и внедрение дополнительных систем с использованием мобильного оборудования для подачи охлаждающей воды в реактор. Узлы присоединения дополнительных систем подачи воды от независимых источников в ОЦК и КО СУЗ были смонтированы в 2016 году.

В Программах [11, 12] представлены мероприятия, направленные на компенсацию и устранения выявленных несоответствий требованиям НП-001-15 и НП-082-07 в части ПБ-1. В качестве мероприятий по устранению указанных несоответствий в Программе [11] указано внедрение дополнительной общеблочной системы АППВ, срок реализации – 2022 год. В качестве компенсирующих мероприятий указано [12] проведение регулярных проверок, испытаний, ТОиР систем АППВ, КО СУЗ, ЛМА. Данные мероприятия [11, 12] соответствуют выполненному Заявителем анализу несоответствий [32] и являются достаточными.

Извещениями [65, 68] Заявитель внёс изменения в Приложение 2 к ОУОБ [32] и в главу 2 сводного тома ОУОБ [32] в части анализе несоответствий. Извещениями [65, 68] были добавлены новые документы, учитываемые при проведении анализа несоответствий, и включены в анализ дополнительные несоответствия требованиям НД.

Редакционные замечания

В связи с внесением Извещениями [65, 68] в перечень выявленных несоответствий (таблицы П.2.1.3.4 и 2.1.3.4 [32]) новых пунктов, приведенная нумерация несоответствий (13ОПБ3.1.9) в таблицах 2.1.3-3 и П.2.1.3-3 [32], где представлена группировка несоответствий в проблемы безопасности, не соответствует сформулированной проблеме. **(1.2.2-1)**

В таблице 2.1.3.4 с изменениями по Извещению [68] не проставлены номера выявленных несоответствий. **(1.2.2-2)**

В таблице 2.1.3.4 [32, 68] и в таблице П.2.1.3.4 [32, 65] для несоответствия 3ОПБ1.2.12 указано, что резервирование НСУЗ осуществляется за счёт смежного энергоблока. Переключение на резервный НСУЗ производится вручную. Однако контуры охлаждения СУЗ РУ энергоблоков № 1 и № 2 Билибинской АЭС автономные и не предполагают переключения насосов КО СУЗ между энергоблоками. **(1.2.2-3)**

1.2.2.2. Отсутствие для энергоблоков Билибинской АЭС систем локализации аварии, соответствующих требованиям норм и правил (ПБ-2)

Система локализации аварии реактора ЭГП-6 энергоблока № 2 Билибинской АЭС имеет многочисленные несоответствия требованиям современных нормативных документов в области использования атомной энергии. Выявленные несоответствия представлены в таблицах 2.1.3-2, П.2.1.3.4 [32] и проанализированы с точки зрения их влияния на безопасность в соответствии с рекомендациями п. 2.3.1.2 РБ-001-05 и п. 4 РБ-028-04. При

этом вероятность возникновения условий невыполнений функций безопасности оценивается по результатам ВАБ [32] величиной $< 10^{-6}$, т.е. как крайне маловероятная. Возможность продолжения эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС с имеющейся системой локализации подтверждается как чрезвычайно низкой фактической повреждаемостью трубчатых твэлов, за всё время эксплуатации Билибинской АЭС имела место одна авария с разрывом одного твэла, так и всем многолетним опытом успешной эксплуатации Билибинской АЭС.

Согласно [11], ЛСБ Билибинской АЭС не может выполнить свои функции при отказе функционирования источников энергоснабжения нормальной эксплуатации, что является отступлением от п. 11 НП-010-16. Согласно [12], ЛСБ не обеспечивает также выполнение следующих функций:

- контроль концентрации взрывоопасных газов в водородсодержащих смесях в случае их образования в зоне локализации аварии при нормальной эксплуатации и ее нарушениях, включая аварии,
- водородная взрывозащита,

что не соответствует требованиям п. 6 НП-010-16.

Как указано в [12], в качестве компенсирующих мероприятий, разработан Перечень оборудования Билибинской АЭС, подлежащего контролю на возможное скопление водорода, согласованный с разработчиками проекта РУ ЭГП-6. Предусмотрен автоматический контроль концентрации водорода в газовом контуре реактора и в сдувках баков биологической защиты с представлением информации на БЦУ.

Согласно [12], на основании экспериментальных и расчётных исследований Заявителем сделан вывод, что накопление водорода в помещениях РУ ЭГП-6 не происходит. При проектной «мокрой» аварии и при массовых разрывах ТВС в результате наиболее тяжёлой запроектной

аварии взрывоопасные концентрации водорода в помещениях РУ, включая СЛА, не образуются.

Всего, согласно Приложению 2 к ОУОБ [32], имеется 14 отступлений от требований НП-010-16. Как указано в таблице П.2.1.4.1 [32], система ЛМА Билибинской АЭС готова к приёму парогазовой смеси в количестве 6000 кг пара и 9,2 кг азота в течение двух мин без включения каких-либо устройств. По истечении двух минут должны быть включены активные элементы отвода тепла (теплообменник, насос). В системе ЛМА предусмотрено автоматическое включение насоса и автоматическое открытие нормально закрытой арматуры на выходе технической воды из теплообменника по сигналам повышения температуры в РП до 100°C, или повышения давления в РП до 2 кПа, или при одновременном поступлении обоих сигналов. Дальнейшая модернизация предполагает обеспечение дополнительных элементов надежного питания локализации мокрой аварии.

Как указано в [11], в связи с остановом энергоблока № 1 системы и элементы ЛМА, спроектированные общими для двух смежных энергоблоков, будут выполнять свои функции только для энергоблока № 2 Билибинской АЭС. Кроме того, необходимо отметить, что за более чем сорокалетнюю историю эксплуатации четырёх реакторов ЭГП-6 на Билибинской АЭС случилась только одна «мокрая» авария с повреждением твэла и контактом топлива и теплоносителя.

Редакционные замечания

В таблице 2.1.3-5 «Определение полноты выполнения функций барьером/уровнем ГЗЗ» [32] для ПБ-2 выполнение функций барьером/уровнем ГЗЗ указано как «адекватное», тогда как в таблице П.2.1.3.7 [32] – «неадекватное». **(1.2.2-4)**

Согласно в таблице П.2.1.4.1 [32], дальнейшая модернизация предполагает обеспечение дополнительных элементов надёжного питания

ЛСБ. Однако никаких сроков реализации этого мероприятия Заявителем не указано. **(1.2.2-5)**

1.2.2.3. Неустойчивость систем, важных для безопасности, при землетрясении с параметрами, выше МРЗ (ПБ-3)

В подразделе П.2.1.3.3.1 [32] выполнена группировка несоответствий НД и сформулированы проблемы безопасности. Согласно таблице П.2.1.3.5 [32], в ПБ-3 «Неустойчивость систем, важных для безопасности, при землетрясении с параметрами, выше МРЗ» включены одно несоответствие требованиям п. 3.1.8 НП-001-15 (11ОПБ3.1.8), два несоответствия требованиям пп. 7.1, 7.2 НП-031-01 (1НПС7.1 и 2НПС7.2) и одно несоответствие требованиям п. 302 НП-043-18 (5ТБКРАН302). Перечень несоответствий энергоблоков № 1 – 4 Билибинской АЭС требованиям НД по безопасности приведен в таблице П.2.1.3.4 [32]. Также в указанной таблице П.2.1.3.4 [32] приведены формулировка выявленных несоответствий, условия наступления последствий несоответствий и указаны затрагиваемые физические барьеры и уровни ГЭЗ, что соответствует рекомендациям Приложения 3 к РБ-028-04.

Согласно ОУОБ [32], проблема безопасности ПБ-3 заключается в деградации второго и третьего уровней ГЭЗ, а также в снижении эффективности второго и третьего физических барьеров по причине неустойчивости систем, важных для безопасности, при землетрясении интенсивностью выше МРЗ. Включённые в ПБ-3 несоответствия систем, важных для безопасности, требованиям норм и правил [32] заключаются в том, что система сейсмического контроля и сигнализации не связана непосредственно с АЗ и в настоящее время находится в опытно-промышленной эксплуатации, не обеспечивая формирование команды на заглушение реактора. Также, грузоподъёмные краны сконструированы в не

сейсмостойком исполнении и для кранов группы А и их элементов не выполнен в полном объёме расчёт на сейсмостойкость.

Согласно таблице П.2.1.3.5 [32], ПБ-3 затрагивает второй и третий физические барьеры на пути распространения ионизирующих излучений и второй и третий уровни ГЭЗ.

Согласно таблице П.2.1.3.7 [32], для ПБ-3 выполнение функций физическим барьером/уровнем ГЭЗ – адекватное. Согласно оценкам Заявителя [32], хотя не всё оборудование систем, важных для безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС, изготавливалось в соответствии с требованиями НП-031-01, многочисленные расчёты на прочность и сейсмостойкость подтвердили устойчивость основного оборудования к землетрясению интенсивностью 7 баллов по шкале MSK-64, в том числе и физических барьеров (ТВС, ОЦК, ЛМА). Таким образом, затрагиваемые при наступлении соответствующих условий физические барьеры будут выполнять свои функции при отсутствии катастрофических разрушений. Однако при землетрясении выше 8 баллов с учётом наихудших отказов возможно повреждение оболочек ТВЭлов и разрывы контура циркуляции теплоносителя. Данная оценка соответствует критериям, установленным в п. 6.2 РБ-028-04.

Согласно таблице П.2.1.3.8 [32], для ПБ-3 вероятность возникновения условий для невыполнения функций безопасности, по оценкам ВАБ, выполненным в составе ОУОБ [32], составляет менее 10^{-6} 1/год, что, согласно рекомендациям п. 6.3 РБ-028-04, соответствует «крайне маловероятному» критерию.

В таблице П.2.1.3.9 [32] выполнено определение категории важности проблемы безопасности ПБ-3. С учётом того, что последствия при повреждениях оборудования в результате землетрясения являются значительными, а вероятность возникновения условий для невыполнения

функций безопасности, является крайне маловероятной, категория важности определена Заявителем как «незначительная». Также, следует отметить, что в настоящее время в рамках реализации дополнительных систем в сейсмостойком исполнении для управления тяжёлыми запроектными авариями, которые возможны в результате экстремальных внешних воздействий, были смонтированы узлы для подключения дополнительных систем подачи воды в ОЦК и КО СУЗ. На основании выполненного анализа указанной ПБ-3, определение её категории значимости соответствует рекомендациям п. 6.5 РБ-028-04.

В таблице П.2.1.4.1 [32] представлены компенсирующие меры для несоответствий требованиям действующих НД. В части ПБ-3 указано [32] внедрение системы сейсмической защиты на срабатывание АЗ, которая в настоящее время находится в опытно-промышленной эксплуатации, и дополнительных систем с использованием мобильного оборудования для смягчения последствий ЗПА, вызванных экстремальными внешними воздействиями. Узлы присоединения дополнительных систем подачи воды от независимых источников в ОЦК и КО СУЗ были смонтированы в 2016 году.

В Программах [11, 12] представлены мероприятия, направленные на компенсацию и устранения выявленных несоответствий требованиям НП-001-15, НП-031-01 и НП-043-18 в части ПБ-3. В качестве компенсирующих мероприятий данных несоответствий в Программе [12] указано внедрение сейсмической защиты, срок реализации – после окончания опытно-промышленной эксплуатации. В качестве компенсирующих мероприятий для несоответствий требованиями НП-043-18 указано [12] проведение регулярных проверок, испытаний, ТОиР грузоподъёмных кранов центрального зала, машинного зала и транспортного коридора. Указанные мероприятия [11, 12] советуют выполненному Заявителем анализу несоответствий [32] и являются достаточными.

Редакционное замечание

Согласно Приложению 2 к ОУОБ [32, 65], ПБ-3 заключается в неустойчивости систем, важных для безопасности, при землетрясении с параметрами, выше МРЗ. Однако землетрясение выше МРЗ выходит за рамки проектирования, таким образом, если системы, важные для безопасности, которые отнесены в проекте к I категории сейсмостойкости по НП-031-01, рассчитаны на параметры землетрясения до МРЗ, включительно, несоответствия требованиям п. 3.1.8 НП-001-15 нет. В том случае, если сейсмостойкость при МРЗ систем I категории сейсмостойкости не обеспечивается, указанная проблема безопасности ПБ-3 должна называться «Неустойчивости систем, важных для безопасности, при внешних воздействиях».

(1.2.2-6)

1.2.2.4. Несоответствия управляющих систем, важных для безопасности, принципам обеспечения безопасности требованиям норм и правил (ПБ-4) и отсутствие на энергоблоках Билибинской АЭС методик и программ контроля выполнения управляющими системами, важными для безопасности, своих функций в объёме требований норм и правил (ПБ-11)

Согласно П.2.1.3.2 (таблица П.2.1.3.4) [32], управляющая система, важная для безопасности имеет следующие несоответствия требованиям современным НД по безопасности:

- аппаратура УСВБ (ШАР-БМ) находится в одном помещении, что не соответствует требованиям к устойчивости аппаратуры СУЗ к отказам по общей причине (несоответствие требованиям п. 3.1.9 НП-001-15);
- в проекте Билибинской АЭС применительно к системе управления и защиты не показано, что управляющие системы безопасности отделены от систем контроля и управления таким образом, что нарушение или

вывод из работы любого элемента или канала УСНЭ не влияют на способность УСБ выполнять свои функции (несоответствие требованиям п. 3.4.4.5 НП-001-15);

- для остающихся в эксплуатации на мощности энергоблоков УСБ не в полной мере отвечают принципам независимости, резервирования и разнообразия в объеме требований современных норм и правил (несоответствие требованиям п. п. 3.4.4.6 НП-001-15);
- аппаратура АЗ не имеет двух независимых комплектов (несоответствие требованиям п. 2.3.2.10 НП-082-07);
- управляющие сигналы комплекта аппаратуры АЗ не передаются по двум каналам (несоответствие требованиям п. 2.3.2.14 НП-082-07);
- в проектной документации аварийной защиты не показана достаточность физического и функционального разделения каналов (несоответствие требованиям п.41 НП-026-16);
- согласно разделу 4 [11], средства автоматизации УСВБ на отметке +11.56 не защищены от несанкционированного доступа, что не соответствует требованиям п. 61 НП-026-16. Для компенсации этого несоответствия предполагалось в 2018 году отгородить ЭКМ и их импульсные линии с вентилями на отметке +11.56.
- в УСВБ информация о параметрах, важных для безопасности, не защищена от несанкционированного доступа, что не соответствует требованиям п. 4.13 НП-082-07.

Информация, получаемая от средств автоматической регистрации, входящих в состав УСВБ, не в полной мере достаточна для выявления:

- исходного события, явившегося причиной нарушения эксплуатационных пределов или пределов безопасной эксплуатации энергоблока;
- действий оперативного персонала,

что не соответствует требованиям п. 30 НП-026-16. Однако следует учесть, что, кроме информации, получаемой УСВБ, имеется множество других систем автоматической регистрации параметров и событий:

- схема регистрации аварийных событий;
- блок регистрации аварийных событий;
- комплекс регистрации оперативных служебных сообщений;
- система автоматизированного контроля радиационной безопасности;
- блок регистрации обрыва цепи АЗ-1;
- система представления информации;
- парк контрольно-измерительных приборов по технологическим системам;
- система промышленного телевидения.

Этой информации будет достаточно для выявления исходного события или действий персонала, явившихся причиной нарушения эксплуатационных пределов и пределов безопасной эксплуатации.

Как указано в таблице П.2.1.3.7 [32], поскольку проблема безопасности ПБ-4 связана, в основном, с невыполнением принципов резервирования и разнообразия, а выполняемые системой функции безопасности многократно продублированы, и при всех рассматриваемых исходных событиях у оперативного персонала остается возможность останова реактора, то эта проблема не приводит к полной деградации затрагиваемых уровней ГЭЗ, хотя и, безусловно, влияет на состояние физических барьеров при развитии аварийных процессов. Поэтому выполнение функции безопасности Заявитель характеризует как «адекватное». Вероятность возникновения условий невыполнения функции безопасности физическим барьером или уровнем ГЭЗ для ПБ-4, оцененная по результатам ВАБ-1, составляет $10^{-4} - 10^{-6}$ 1/год

(таблица П.2.1.3.8 [32]), т.е. такое событие оценивается как «маловероятное», категория значимости проблемы безопасности – как «низкая». При этом отмечено [32], что, несмотря на недостаточный уровень безопасности, эксплуатация может быть продолжена, требуемые компенсирующие меры должны быть реализованы в плановом порядке (таблица П.2.1.3.9 [32]).

Согласно таблице П.2.1.4.1 [32], к компенсирующим мерам относятся следующие организационно-технические мероприятия:

- ключи управления УСВБ защищены от несанкционированного доступа крышками на замках;
- операции с ключами производят не менее двух человек;
- действия персонала при отказах УСБ определены в Технологическом регламенте [2] и соответствующих инструкциях по эксплуатации энергоблока;
- в процессе эксплуатации энергоблока проводятся регламентные проверки и испытания УСБ с выявлением и устранением дефектов;
- выполняются организационно-технические мероприятия, направленные на исключение несанкционированного доступа к УСНЭ и УСБ;
- отдельные элементы УСНЭ и УСБ опечатаны или доступ к ним ограничен;
- используется модернизированная система управления доступом в помещения УСНЭ и УСБ;
- питание элементов, в основном, разделено, элементы физически разделены;
- выполняются регламентные проверки УСБ и УСНЭ;

- на основании опыта эксплуатации не зафиксировано случаев влияния элементов УСНЭ на УСБ. Проводится модернизация элементов УСНЭ и УСБ.

Согласно таблице П.2.1.3.4 [32], проблема безопасности (ПБ-11) состоит в том, что для УСВБ энергоблоков Билибинской АЭС не предусмотрено методик и программ контроля выполнения своих функций в объеме требований современных правил. Имеются в виду следующие несоответствия требованиям действующих НД по безопасности:

- для элементов АЗ проектом не предусмотрены методики и программы проверки метрологических характеристик (несоответствие требованиям п. 3.1.6 НП-001-15);
- в проекте АЗ не предусмотрено проверок формирования и прохождения сигналов по времени без срабатывания исполнительных механизмов (несоответствие требованиям п. 2.3.2.18 НП-082-07);
- отсутствуют методики метрологической аттестации и поверок аппаратуры АЗ (несоответствие требованиям п. 2.3.3.16 НП-082-07);
- не все элементы УСНЭ и УСБ проходят метрологическую экспертизу и аттестацию (несоответствие требованиям п. 2.4.13 НП-082-07).

Как справедливо указано в таблице 2.1.3.5 [32], опыт эксплуатации (более 40 лет) энергоблоков Билибинской АЭС показал на достаточность предусмотренного контроля. Согласно таблице 2.1.3-6 [32], вероятность возникновения условий невыполнения функций барьером/уровнем ГЭЗ для ПБ-11 составляет 10^{-2} - 10^{-4} 1/год.

По результатам экспертизы замечаний нет.

1.2.2.5. Отсутствие контролирующих и предохранительных устройств основного оборудования и трубопроводов (ПБ-5)

В таблице П.2.1.3.5 [32], в соответствии с рекомендациями п. 5.1 РБ-028-04, представлены результаты группировки выявленных на энергоблоке несоответствий требованиям НД в проблемы безопасности. Согласно данным, представленным в таблице П.2.1.3.5 [32], в проблему безопасности ПБ-5, заключающуюся в отсутствии на основном оборудовании и трубопроводах, включая трубопроводы и оборудования СУЗ и ОЦК, контролирующих и предохранительных устройств, объединены выявленные на энергоблоке несоответствия требованиям пп. 3.3.3, 3.3.3, 3.4.3.2 НП-001-15, пп. 2.5.5, 2.5.13, 2.3.3.16 НП-082-07, п. 95 НП-084-15, пп. 52, 207, 227, 230 НП-089-15, п. 2.3.25 НП-068-05, пп. 9, 14 НП-086-12, п. 21 НП-096-15. Следует отметить, что объединение в одну проблему безопасности несоответствий требованиям разных НД, имеющих схожее влияние на уровни и барьеры ГЭЗ энергоблока, соответствует рекомендациям п. 5.2 РБ-028-04.

В таблице П.2.1.3.4 [32], в соответствии с рекомендациями разделов 3, 4 РБ-028-04, представлен перечень выявленных на энергоблоке несоответствий требованиям НД и дана оценка их влияния на физические барьеры и уровни ГЭЗ энергоблока. Для всех несоответствий, входящих в ПБ-5, в указанной таблице, в соответствии с рекомендациями п. 3.1 РБ-028-04, представлены: порядковый номер несоответствия, пункт НД, формулировка несоответствия, условия наступления последствий несоответствия, а также затрагиваемые несоответствием физические барьеры и уровни ГЭЗ. Анализ данных, представленных в таблице П.2.1.3.4 [32], показал, что все несоответствия, входящие в проблему безопасности ПБ-5, затрагивают 1 – 3 уровни ГЭЗ и 2, 3 физические барьеры. Таким образом, группировка указанных несоответствий в проблему безопасности ПБ-5 выполнена Заявителем корректно и в соответствии с рекомендациями п. 5.2 РБ-028-04.

В таблице П.2.1.3.7 [32], в соответствии с рекомендациями п. 6.2 РБ-028-04, полнота выполнения уровнями/барьерами ГЭЗ своих функций с учётом влияния, оказываемого на них проблемой безопасности ПБ-5, оценена как «адекватное». Выбор указанного критерия обоснован Заявителем в данной таблице тем, что результаты детерминистического анализа подтвердили достаточность предохранительных и контролирующих устройств, предусмотренных проектом, для предотвращения перерастания исходных событий в аварии. Это же подтвердил опыт эксплуатации при имевших место на Билибинской АЭС «мокрых авариях», возникавших по причине заводского брака ТВС. В таблице П.2.1.3.7 [32] отмечено, что на Билибинской АЭС проведено дополнительное раскрепление БС и отдельных трубопроводов.

В таблице П.2.1.3.8 [32], в соответствии с рекомендациями п. 6.3 РБ-028-04 определена вероятность возникновения условий невыполнение уровнями/барьерами ГЭЗ своих функций с учётом влияния, оказываемого на них проблемой безопасности ПБ-5, как возможная.

В таблице П.2.1.3.9 [32] указаны категория значимости радиационных последствий, к которым может привести проблема безопасности ПБ-5, а также выполнена оценка категории значимости. Согласно [32], радиационные последствия, к которым может привести проблема безопасности ПБ-5, являются допустимыми, и для самой проблемы Заявителем определена категория значимости «незначительная», что соответствует матрице, представленной в таблице 6.5 РБ-028-04.

В разделе П.2.1.4 [32] представлены мероприятия, разработанные Заявителем для компенсации выявленных на энергоблоке проблем безопасности. Согласно таблице П.2.1.4.1 [32], для компенсации проблемы безопасности ПБ-5 Заявителем предусмотрено выполнение следующих мероприятий: оснастить отсекаемые с двух сторон участки основного и

пикового бойлеров (по воде промконтур теплосети) предохранительными устройствами, а также оснастить ОЦК предохранительными клапанами, отвечающими требованиям НД. Кроме того, в [32] отмечено, что в настоящее время разрабатывается национальный стандарт, содержащий основные положения концепции «течь перед разрушением». Учитывая, что проблеме безопасности ПБ-5 присвоена категория значимости «незначительная», можно сделать вывод, что актуальность разработанных Заявителем мер, компенсирующих выявленную на энергоблоке проблему безопасности ПБ-5, соответствует её категории значимости.

Заявителем разработаны Программа работ по устранению несоответствий энергоблоков Билибинской АЭС требованиям действующих нормативных документов [11] и Программа работ по внедрению мероприятий, компенсирующих несоответствие энергоблоков Билибинской АЭС требованиям действующих нормативных документов [12].

В Программе [11] представлены мероприятия, разработанные Заявителем для устранения выявленных на Билибинской АЭС несоответствий требованиям НД. В частности, в [11] представлены мероприятия по устранению следующих несоответствий требованиям НД, включённых в проблему безопасности ПБ-5: п. 3.3.3 НП-001-15 (несоответствие 24ОПБ3.3.3 [32]), п. 2.5.13 НП-082-07 (несоответствие 7ПБЯ2.5.13 [32]) и п. 95 НП-084-15 (несоответствие 2ТБКМЕТ95 [32]).

Согласно [11, 32], несоответствия требованиям п. 3.3.3 НП-001-15 и п. 2.5.13 НП-082-07 состоят в отсутствии внедрения на энергоблоках Билибинской АЭС концепции «течь перед разрушением», а также в отсутствии в ОУОБ [32] обоснования отказа от применения указанной концепции. Для устранения указанных несоответствий в Программе [11] Заявителем предусмотрено выполнение обоснований отступлений проекта Билибинской АЭС от требований п. 3.3.3 НП-001-15 и п. 2.5.13 НП-082-07 и

внесение соответствующие изменения в ОУОБ энергоблоков Билибинской АЭС со сроком реализации – 2019 год.

Согласно [11, 32], несоответствие требованиям п. 95 НП-084-15 состоит в том, что на энергоблоке не выполняется оценка риска разрушения контролируемых зон оборудования и трубопроводов, содержащих отклонения по несплошностям и геометрии. Для устранения указанного несоответствия в Программе [11] предусмотрено выполнение обоснований отступлений проекта Билибинской АЭС от требований п. 95 НП-084-15 и внесение соответствующие изменения в ОУОБ энергоблоков Билибинской АЭС со сроком реализации – 2019 год.

Следует отметить, что разработанные Заявителем мероприятия по устранению несоответствий требованиям п. 3.3.3 НП-001-15, п. 2.5.13 НП-082-07, п. 95 НП-084-15, входящих в проблему безопасности ПБ-5, представленные в Программе [11], являются достаточными, и их срок реализации (актуальность) соответствует категории значимости проблемы безопасности ПБ-5.

В Программе [12] представлены мероприятия, разработанные Заявителем для компенсации выявленных на Билибинской АЭС несоответствий требованиям НД. В частности, в [12] представлены мероприятия, компенсирующие несоответствия требованиям следующих пунктов НД, вошедших в проблему безопасности ПБ-5: пп. 3.3.6, 3.4.3.2 НП-001-15 (несоответствия 26ОПБ3.3.6 и 28ОПБ3.4.3.2 [32]), пп. 2.5.5, 2.3.3.16 НП-082-07 (несоответствия 6ПБЯ2.5.5 и 13ПБЯ2.3.3.16 [32]), пп. 52, 227, 230 НП-089-15, п. 2.3.25 НП-068-05, пп. 9, 14 НП-086-12. Следует отметить, что разработанные Заявителем и представленные в [12] мероприятия, компенсирующие перечисленные выше несоответствия требованиям НД, являются достаточными (за исключением мероприятий по пп. 227, 230 НП-089-15).

Извещениями [65, 68] в таблицу 2.1.3-3 раздела 2.1.3 Главы 2 ОУОБ и таблицу П.2.1.3.5 раздела П.2.1 Приложения 2 к ОУОБ [32] внесены изменения в части изменения нумерации несоответствий требованиям пп. 3.3.3, 3.3.6, 3.4.3.2 НП-001-15, входящих в проблему безопасности ПБ-5, в связи с выявлением на энергоблоке несоответствий требованиям НП-001-15. Помимо изменения нумерации оценка влияния указанных несоответствий на физические барьеры и уровни ГЭЗ энергоблока осталась в [65, 68] без изменений.

Редакционные замечания

В Программах [11, 12] и в ОУОБ [32] не представлены мероприятия, компенсирующие/устраняющие несоответствия требованиям п. 207 НП-089-15 и п. 21 НП-096-15, входящих, согласно анализу несоответствий [32], в проблему безопасности ПБ-5. **(1.2.2-7)**

В таблице П.2.1.3.5 [32] в проблему безопасности ПБ-5 включено несуществующее в разделе П.2.1 несоответствие 5ПТ.6.3.1. **(1.2.2-8)**

В таблице П.2.1.4.1 [32] для проблемы безопасности ПБ-5 указано компенсирующее мероприятие: «Кроме того, в настоящее время разрабатывается национальный стандарт, содержащий основные положения концепции «течь перед разрушением»». Указанная формулировка не содержит конкретных действий, предпринимаемых для компенсации проблемы безопасности ПБ-5 в части отсутствия на Билибинской АЭС концепции «течь перед разрушением». **(1.2.2-9)**

Рекомендация

Заявителю рекомендуется для несоответствий 6ПТ207 и 7ПТ227 указать, что они затрагивают первый уровень ГЭЗ, помимо второго и третьего, так же как указано в таблице П.2.1.3.4 [32] для несоответствия 8ПТ230. Данная рекомендация справедлива также для несоответствия 4ТУРХ21. **(1.2.2-10)**

1.2.2.6. Несоответствие системы обращения с РАО требованиям норм и правил (ПБ-6 и ПБ-12)

В таблице П.2.1.3.5 Приложения 2 к ОУОБ [32] с изменениями по Извещению [65] сформулирована проблема безопасности ПБ-6 – отсутствие систем переработки и кондиционирования РАО на Билибинской АЭС, что может привести к переполнению хранилищ РАО в результате тяжёлой запроектной аварии и последующему негативному влиянию АЭС на окружающую среду. Для ПБ-6 установлены:

- полнота выполнения уровнем ГЭЗ своих функций – не адекватная;
- вероятность возникновения последствий – маловероятная;
- значимость радиационных последствий – значительные;
- категория значимости проблемы безопасности – низкая.

В качестве мероприятий, компенсирующих данную проблему безопасности, в таблице П.2.1.4.1 Приложения 2 к ОУОБ [32] указано, что проведены расчёты, подтверждающие безопасность совместного хранения ионообменных смол и кубового остатка.

В Программе [11] представлены мероприятия, устраняющие несоответствия, входящие в проблему безопасности ПБ-6. Для несоответствий, связанных с отсутствием систем кондиционирования РАО, в [11] предусмотрено к 2019 году выполнить обоснование безопасности отсутствия данных систем и разработать решение эксплуатирующей организации по оснащению Билибинской АЭС установками кондиционирования или передаче РАО в специализированную организацию. Также Программой [11] предусмотрена разработка технологий переработки ЖРО и ТРО, их обоснования и внесение соответствующих изменений в ОУОБ [32]. Устранение прочих несоответствий в части обращения с РАО также предусмотрено Программой [11] в 2019 году, за исключением

несоответствий, связанных с обеспечением безопасности при выводе энергоблоков Билибинской АЭС из эксплуатации, для которых устранение несоответствий планируется осуществлять в соответствии с Программой вывода из эксплуатации.

В Программе [12] представлены мероприятия, компенсирующие отдельные несоответствия. В части обращения с РАО предусмотрена компенсация несоответствий:

- отсутствие резервных ёмкостей для приема ЖРО, образовавшихся в результате аварий;
- отсутствие возможности технического обслуживания и ремонта хранилищ ТРО.

Для несоответствия «отсутствие резервных ёмкостей» в качестве компенсирующих мероприятий [12] предусмотрено оттаивание верхнего слоя ЖРО, проведение визуального внутреннего осмотра ХЖО и проведение работ по возврату декантата из ХЖО в технологические процессы на АЭС.

Для несоответствия «отсутствие возможности технического обслуживания и ремонта хранилищ ТРО» Заявителем предусмотрено [12] проведение осмотра строительных конструкций хранилищ ТРО специализированными организациями.

Проблема безопасности ПБ-12 состоит в том, что не прошедшая очистку вода из спецпрачевой сбрасывается на почву. Для ПБ-12 установлено [32]:

- полнота выполнения уровнем ГЭЗ своих функций – адекватная;
- вероятность возникновения последствий – возможная;
- значимость радиационных последствий – допустимые;
- категория значимости проблемы безопасности – незначительная.

В качестве мероприятий, компенсирующих данную проблему безопасности, Заявителем указано [12, 32], что сбросы с Билибинской АЭС не превышают установленных норм. В Программах [11, 12] не предусмотрено мероприятий по устранению проблемы безопасности ПБ-12 и её компенсации на период до устранения, т.к. указано, что сбрасываемая вода содержит радионуклиды в концентрации, не превышающей установленные нормы.

Редакционное замечание

Пояснения к ПБ-12, указанные в таблице П.2.1.4.1 Приложения 2 к ОУОБ [32] и в таблице 4 [12], не являются компенсирующими мероприятиями, а лишь указывают на то, что радиационные последствия от сбросов неочищенных вод спецрабочей являются допустимыми. **(1.2.2-11)**

1.2.2.7. Неготовность персонала к обеспечению безопасности при нарушениях и авариях при обращении с РАО (ПБ-7)

В таблице П.2.1.3.5 Приложения 2 к ОУОБ [32] сформулирована проблема безопасности ПБ-7 – неготовность персонала к обеспечению безопасности при нарушениях и авариях при обращении с РАО. В соответствии с положениями РБ-028-04, для ПБ-7 установлены:

- полнота выполнения уровнем ГЭЗ своих функций – не адекватная;
- вероятность возникновения последствий – маловероятная;
- значимость радиационных последствий – значительные;
- категория значимости проблемы безопасности – низкая.

В качестве мероприятий, компенсирующих данную проблему безопасности, в таблице П.2.1.4.1 Приложения 2 к ОУОБ [32] указано, что в 2016 году была разработана инструкция, регламентирующая действия персонала в случае нарушений, связанных с транспортированием РАО. По результатам анализа можно сделать вывод, что анализ несоответствий в части неготовности персонала к авариям к обеспечению безопасности при

нарушениях и авариях при обращении с РАО и соответствующей проблемы безопасности ПБ-7 выполнен корректно.

Программой [11] в качестве мероприятий, устраняющих несоответствия требованиям действующих НД, входящих в проблему безопасности ПБ-7, предусматривается разработка эксплуатационной документации, регламентирующей выполнение работ по обращению с РАО и действия работников (персонала) при нарушениях нормальной эксплуатации ОИАЭ, включая аварии, в сроки, установленные программой вывода из эксплуатации.

Замечание

Разработка эксплуатационной документации, регламентирующей выполнение работ по обращению с РАО и действия персонала при нарушениях нормальной эксплуатации, включая аварии, предусмотренная Программой [11] на этапе вывода из эксплуатации, не обоснована, поскольку при эксплуатации энергоблоков Билибинской АЭС действия персонала при нарушениях нормальной эксплуатации, включая аварии, в настоящее время не регламентированы (за исключением работ по транспортированию РАО), что является несоответствием требованиям п. 21 НП-058-14. **(1.2.2-12)**

1.2.2.8. Отсутствие РПУ, средств регистрации нарушений и несоответствия организационных мероприятий по управлению запроектными авариями требованиям норм и правил (ПБ-8)

В подразделе П.2.1.3.3.1 Приложения 2 к ОУОБ [32] выполнена группировка несоответствий требованиям НД и сформулированы проблемы безопасности. Согласно таблице П.2.1.3.5 [32], в ПБ-8 «Отсутствие РПУ, средств регистрации нарушений и несоответствия организационных мероприятий по управлению запроектными авариями требованиям норм и правил» включены два несоответствия требованиям пп. 3.4.1.1, 4.5.2

НП-001-15 (27ОПБЗ.4.1.1 и 42ОПБ4.5.2), три несоответствия требованиям пп. 2.4.17, 2.4.8, 2.4.28, 2.4.10 НП-082-07 (2ПБЯ2.4.8, 3ПБЯ2.4.17, 4ПБЯ2.4.28 и 14ПБЯ2.4.10), два несоответствия требованиям пп. 38, 45 НП-026-16 (3УСВБ45 и 5УСВББ38), одно несоответствие требованиям п. 22 НП-087-11 (2ОСАЭ22), два несоответствия требованиям п. 3.3.2.5 и Приложению № 4 к НП-015-12 (1ПМЗП3.3.2.5 и 2ПМЗП Прилож.4), одно несоответствие требованиям п. 35 НПБ 114-2002 (2ПЖ35) и одно несоответствие требованиям п. 29 НП-005-16 (1ПОАО29). Перечень несоответствий энергоблоков № 1 – 4 Билибинской АЭС требованиям НД по безопасности приведен в таблице П.2.1.3.4 [32]. Также в указанной таблице П.2.1.3.4 [32] приведены формулировка выявленных несоответствий, условия наступления последствий несоответствий и указаны затрагиваемые физические барьеры и уровни ГЭЗ, что соответствует рекомендациям Приложения 3 к РБ-028-04.

Согласно ОУОБ [32], проблема безопасности ПБ-8 заключается в деградации четвёртого и пятого уровней ГЭЗ, а также в снижении эффективности 1 – 4 физических барьеров по причине отсутствия на Билибинской АЭС РПУ, ЗПУПД АС (вместо него используется временно приспособленное помещение), инструкций и положения по осуществлению деятельности кризисного центра и ОПАС, а также в отсутствии в составе УСНЭ и УСБ средства регистрации и передачи информации в условиях запроектных аварий для оценки ситуации и принятия решений.

Согласно таблице П.2.1.3.5 [32], ПБ-8 затрагивает 1 – 4 физические барьеры на пути распространения ионизирующих излучений, и четвёртый и пятый уровни ГЭЗ.

Согласно таблице П.2.1.3.7 [32], для ПБ-8 выполнение функций физическим барьером/уровнем ГЭЗ – адекватное. Согласно оценкам Заявителя [32], выполнение основных функции безопасности, таких как останов реактора, охлаждение активной зоны может быть инициировано

оперативным персоналом с местных пультов управления СВБ в случае невозможности управления с БЩУ. Таким образом, затрагиваемые при наступлении соответствующих условий КФБ будут выполняться, дополнительных повреждений физических барьеров и полной деградации четвёртого и пятого уровней ГЭЗ не ожидается. Вследствие этого Заявителем сделан вывод [32], что функции ГЭЗ и физических барьеров выполняется в объёме, достаточном при конкретных условиях, возникших на энергоблоке Билибинской АЭС. Данная оценка соответствует критериям, установленным в п. 6.2 РБ-028-04.

Согласно таблице П.2.1.3.8 [32], для ПБ-8 вероятность возникновения условий невыполнения функций безопасности, по оценкам ВАБ, выполненным в составе ОУОБ [32], составляет менее 10^{-6} 1/год, что, согласно рекомендациям п. 6.3 РБ-028-04, соответствует «крайне маловероятному» критерию.

В таблице П.2.1.3.9 [32] выполнено определение категории важности проблемы безопасности ПБ-8. С учётом того, что последствия при повреждениях оборудования в результате землетрясения являются значительными, а вероятность возникновения условий для невыполнения функций безопасности, является крайне маловероятной, категория важности определена Заявителем как «незначительная». Также следует отметить, что в настоящее время в рамках реализации дополнительных систем в сейсмостойком исполнении для управления тяжёлыми запроектными авариями, которые возможны в результате экстремальных внешних воздействий, были смонтированы узлы для подключения дополнительных систем подачи воды в ОЦК и КО СУЗ. На основании выполненного анализа указанной ПБ-8, определение её категории значимости соответствует рекомендациям п. 6.5 РБ-028-04.

В таблице П.2.1.4.1 [32] представлены компенсирующие меры для несоответствий требованиям действующих НД. В части ПБ-8 указано [32], что эксплуатирующей организацией планируется модернизировать систему регистрации аварийных событий в соответствии с графиком техперевооружения, модернизации и продления сроков эксплуатации энергоблоков Билибинской АЭС. Временный ЗПУПД АС на территории Билибинской АЭС с размещенным в нём внутренним аварийным центром, в основном, соответствует современным требованиям, предъявляемым к данным объектам.

В Программах [11, 12] представлены мероприятия, направленные на компенсацию и устранения выявленных несоответствий требованиям НП-001-15, НП-082-07, НП-026-16, НП-087-11, НП-015-12, НПБ 114-2002 и НП-005-16 в части ПБ-8. В частности, для устранения несоответствия требованиям п. 4.5.2 НП-001-15 Заявителем запланирована [11] переработка (внесение изменений) в План мероприятий по защите персонала в случае аварии на Билибинской АЭС в соответствии с требованиями НП-001-15 на случай одновременного возникновения запроектных аварий на нескольких энергоблоках АС и иных ОИАЭ. Срок реализации – 2020 год. Модернизация системы регистрации аварийных событий запланирована на 2019 год [11]. Приведение документов (положений, инструкций) для осуществления деятельности кризисного центра и группы ОПАС в соответствие с требованиями действующих НД запланировано в период 2018 – 2019 гг.

В качестве компенсирующих мероприятий указанных выше несоответствий в Программе [12] приведены следующие меры:

- разработана Инструкция по расхолаживанию блоков при потере БЩУ (БиАЭС 1.2.5.03.999.11.22). При любом нарушении в работе РУ ЭГП-6 (включая потерю БЩУ) достаточно полного заглушения реактора любым способом для сведения последствий нарушения к уровню, не

представляющему угрозу переоблучения персонала, населения и выхода радионуклидов в окружающую среду в количествах, превышающих допустимые. Расхолаживание РУ выполняется с местных пультов управления;

- временный ЗПУПД АС на территории Билибинской АЭС с размещенным в нём внутренним аварийным центром в основном соответствует современным требованиям, предъявляемым к данным объектам.

Указанные мероприятия [11, 12] соответствуют выполненному Заявителем анализу несоответствий [32] и являются достаточными.

Извещением [74] в ПБ-8 добавлено несоответствие требованиям п. 36 НП-005-16 (2ПОАО36) в части отсутствия в ЗПУПД Г систем жизнеобеспечения. Условия для наступления последствий указанного несоответствия реализуются при ЗПА, вероятность их возникновения отнесена Заявителем к маловероятной.

Редакционные замечания

В таблице П.2.1.3.4 [32, 65, 68] приведена некорректная формулировка несоответствия требованиям п. 45 НП-026-16 (3УСВБ45). Пункт 45 НП-026-16 устанавливает требования к управляющим системам, относящимся к специальным техническим средствам для управления ЗПА, в то время как в таблице П.2.1.3.4 [32, 65, 68] указаны требования к средствам автоматической регистрации, входящих в состав УСВБ, задействованных при проектных и запроектных авариях. **(1.2.2-13)**

В Программах [11, 12] не установлены корректирующие меры для несоответствий требованиям п. 36 НП-005-16 (2ПОАО36), входящих в проблему безопасности ПБ-8 [74]. **(1.2.2-14)**

1.2.2.9. Несоответствия детерминистического и вероятностного анализов безопасности требованиям норм и правил (ПБ-9)

В подразделе П.2.1.3.3.1 [32] выполнена группировка несоответствий требованиям НД и сформулированы проблемы безопасности. Согласно таблице П.2.1.3.5 [32], в ПБ-9 «Несоответствия детерминистического и вероятностного анализов безопасности требованиям норм и правил» [32] включены одно несоответствие требованиям п. 2.1.15 НП-082-07 (1ПБЯ2.1.15), одно несоответствия требованиям п. 22 НП-017-18 (1ПСЭ22), одно несоответствие требованиям п. 2.1.11 НП-061-05 (2ТБЯТХТ2.1.11), одно несоответствие требованиям п. 7 НП-095-15 (1ВAB7) и три несоответствия требованиям пп. 2.3, 2.6, 6.2 НП-064-17 (1УВВ2.3, 2УВВ2.6 и 4УВВ6.2). Перечень несоответствий энергоблоков № 1 – 4 Билибинской АЭС требованиям НД по безопасности приведен в таблице П.2.1.3.4 [32]. Также в указанной таблице П.2.1.3.4 [32] приведены формулировка выявленных несоответствий, условия наступления последствий несоответствий и указаны затрагиваемые физические барьеры и уровни ГЭЗ, что соответствует рекомендациям Приложения 3 к РБ-028-04.

Согласно ОУОБ [32], проблема безопасности ПБ-9 заключается в том, что не все ПС, использованных при обосновании безопасности энергоблоков Билибинской АЭС, аттестованы. Также ВAB первого уровня выполнен единым для всех работающих энергоблоков Билибинской АЭС. По оценкам Заявителя [32], это приводит деградации первого уровня ГЭЗ и к снижению эффективности 1 – 4 физических барьеров. Согласно таблице П.2.1.3.5 [32], ПБ-9 затрагивает 1 – 4 физические барьеры на пути распространения ионизирующих излучений и первый уровень ГЭЗ.

Согласно таблице П.2.1.3.7 [32], для ПБ-9 выполнение функций физическим барьером/уровнем ГЭЗ – надёжное. Согласно оценкам Заявителя [32], хотя не все использованные при обосновании безопасности ПС

аттестованы, однако результаты расчётов и программные средства являются валидированными. Функция ГЭЗ выполняется в объёме обеспечения соблюдения пределов и условий безопасной эксплуатации. Данная оценка соответствует критериям, установленным в п. 6.2 РБ-028-04.

Согласно таблице П.2.1.3.8 [32], для ПБ-9 вероятность возникновения условий для невыполнения функций безопасности, по оценкам ВАБ, выполненным в Приложении 3 к ОУОБ [32], составляет $10^{-2} - 10^{-4}$ 1/год, что, согласно рекомендациям п. 6.3 РБ-028-04, соответствует «возможному» критерию.

В таблице П.2.1.3.9 [32] выполнено определение категории важности проблемы безопасности ПБ-9. С учётом того, что последствия оценены как допустимые, а вероятность возникновения условий для невыполнения функций безопасности, является возможной, категория важности определена Заявителем как «незначительная». На основании выполненного анализа указанной ПБ-9, определение её категории значимости соответствует рекомендациям п. 6.5 РБ-028-04.

В таблице П.2.1.4.1 [32] представлены компенсирующие меры для несоответствий требованиям действующих НД. В части ПБ-9 указано [32], что в рамках обоснования безопасности, а также при анализе причин возникающих нарушений нормальной эксплуатации на Билибинской АЭС постоянно ведутся работы по валидации программных средств. В Приложении 8 к ОУОБ [32] энергоблоков Билибинской АЭС представлен перечень программных средств, использованных при обосновании безопасности и сведения об их валидации. Заявителем разработан ВАБ второго уровня, который представлен в Приложении 3 к ОУОБ [32] и оценен в главе 7 настоящего Экспертного заключения.

В Программах [11, 12] представлены мероприятия, направленные на компенсацию и устранения выявленных несоответствий требованиям

НП-082-07, НП-061-05 и НП-095-15 в части ПБ-9. В качестве мероприятий по устранению несоответствий требованиям п. 2.1.15 НП-082-07 и п. 2.1.11 НП-061-05 в Программе [11] указано выполнение работ по аттестации программных средств, срок реализации – 2020 год. В качестве компенсирующих мероприятий для несоответствий требованиями п. 7 НП-095-15 указано [11] выполнение уточняющих анализов ВАБ для энергоблоков № 1 – 4 Билибинской АЭС, срок выполнения – 2018 год. Для энергоблока № 2 Билибинской АЭС выполнен актуальный ВАБ, который представлен в Приложении 3 к ОУОБ [32]. Указанные мероприятия [11] советуют выполненному Заявителем анализу несоответствий [32] и являются достаточными.

Извещениями [65, 68] внесены изменения в перечень несоответствий, отнесённых к ПБ-9. В частности, исключены ошибочно указанные несоответствия требованиям пп. 2.3, 2.6 НП-064-17 (1УВВ2.3, 2УВВ2.6) по учёту внешних воздействий и добавлено несоответствие требованиям п. 2.9 НП-064-17. Извещениями [65, 68] добавлено несоответствие п. 48 НП-087-11 (10ОСАЭ48).

Редакционные замечания

В таблице П.2.1.3.5 [32] для ПБ-9 не указаны несоответствия требованиям п. 1.2.9 НП-001-15 в части аттестации программных средств, использованных при выполнении обоснования безопасности энергоблоков Билибинской АЭС. **(1.2.2-15)**

Указанные в таблице П.2.1.3.5 [32] несоответствия требованиям пп. 2.9, 6.2 НП-064-17 (1УВВ2.9, 3УВВ6.2) по учёту внешних воздействий включены в ПБ-9 ошибочно, поскольку не относятся к детерминистическому и вероятностному анализам безопасности и должны быть перенесены в ПБ-3 или выделены в отдельную проблему безопасности. **(1.2.2-16)**

Указанные в таблице П.2.1.3.5 [65] несоответствия требованиям п. 48 НП-087-11 (10ОСАЭ48) из-за того, что ОДГ-3 и ОДГ-5, входящие в состав САЭ, находятся в одном помещении, включены в ПБ-9 ошибочно, поскольку не относятся к детерминистическому и вероятностному анализам безопасности и должны быть перенесены в ПБ-13. **(1.2.2-17)**

Указанное в таблице П.2.1.3.5 [32] в части ПБ-9 несоответствие требованиям п. 22 НП-017-18 (1ПСЭ22) не относится к детерминистическому и вероятностному анализам безопасности и отсутствует на Билибинской АЭС, поскольку национальные стандарты и нормативные документы, регламентирующие проведение обоснования остаточного ресурса оборудования и ЗиС атомных станций, разработаны и применимы для энергоблоков Билибинской АЭС. **(1.2.2-18)**

1.2.2.10. Недостаточность технических и организационных средств, направленных на ослабление влияния «человеческого фактора» при выполнении своих функций системами, важными для безопасности (ПБ-10)

Согласно таблице П.2.1.3.4 [32], в ПБ-10 включены следующие несоответствия требованиям современным НД по безопасности:

- в проекте УСБ энергоблоков Билибинской АЭС не предусмотрено автоматизированного блокирования действий оператора по отключению действия УСБ в течение 10 – 30 мин (несоответствие требованиям п. 3.4.4.2 НП-001-15 и п. 40 НП-026-16);
- Билибинская АЭС не укомплектована персоналом, имеющим необходимую квалификацию и допущенным к самостоятельной работе по рабочему месту (несоответствие требованиям п. 4.3.1 НП-001-15).
- проектом в полном объёме не предусмотрено технических мер по исключению несанкционированного доступа к УСНЭ и УСБ (несоответствие требованиям п. 2.4.2.1 НП-082-07);

- в УСВБ информация о параметрах, важных для безопасности, не защищена от несанкционированного доступа (несоответствие требованиям п. 4.13 НП-082-07, п. 63 НП-026-16).
- информация, получаемая от средств автоматической регистрации, входящих в состав УСВБ, не в полной мере достаточна для выявления исходного события, явившегося причиной нарушения эксплуатационных пределов или пределов безопасной эксплуатации энергоблока и действий оперативного персонала (несоответствие требованиям п. 45 НП-026-16);
- объём и точность регистрируемой информации по САЭ не достаточны для последующего восстановления хода развития нарушения в работе АС и действий персонала (несоответствие требованиям п. 22 НП-087-11).

Как указано в ОУОБ [32], для повышения противоаварийной готовности персонала и площадки Билибинской АЭС предусмотрены и реализуются различного рода технические мероприятия и противоаварийные тренировки оперативного персонала с задействованием всех имеющихся противоаварийных средств. Такая подготовка в значительной мере компенсирует недостаток автоматизированного блокирования ошибочных действий операторов за счёт снижения вероятности таких действий.

Как справедливо указано в п. 4.4 [32], для компенсации несоответствия требованиям п. 4.3.1 НП-001-15, подбор и подготовка кадров, повышение квалификации персонала, в том числе в учебно-тренировочных пунктах и в учебно-тренировочных центрах входит в основные обязанности и задачи АО «Концерн Росэнергоатом». Для решения этих задач есть все необходимые материальные средства и организационные возможности.

Согласно таблице П.2.1.4.1 [32], для компенсации несоответствий требованиям п. 2.4.2.1 НП-082-07 приняты следующие меры: ключи

управления УСВБ защищены от несанкционированного доступа крышками на замках; операции с ключами производят два человека; выполняются организационно-технические мероприятия, направленные на исключение несанкционированного доступа к УСНЭ и УСБ; отдельные элементы УСНЭ и УСБ опечатаны или доступ к ним ограничен; используется модернизированная система управления доступом в помещения УСНЭ и УСБ.

Как указано в [11], кроме информации, получаемой УСВБ, имеется множество других систем автоматической регистрации параметров и событий, которые были рассмотрены в разделе 1.2.2.4 настоящего Экспертного заключения.

С учётом вышесказанного, можно согласиться с выводами Заявителя [32] о том, что проблема, связанная с влиянием «человеческого фактора» на выполнении своих функций системами безопасности (ПБ-10), имеет низкую категорию значимости. Это подтверждается многолетним опытом безопасной эксплуатации Билибинской АЭС. Для компенсации влияния «человеческого фактора» на Билибинской АЭС разработан целый ряд организационных мероприятий [11, 12, 32]. В первую очередь, это аварийное планирование, инструктирование, тренировки персонала.

По результатам экспертизы замечаний нет.

1.2.2.11. Несоответствие САЭ энергоблоков Билибинской АЭС требованиям норм и правил (ПБ-13)

В соответствии с требованиями п. 15 НП-017-18, Заявителем выполнен анализ несоответствий энергоблока № 2 Билибинской АЭС требованиям действующих федеральных норм и правил в области использования атомной энергии. Указанный анализ представлен в разделе 2.1 и Приложении П.2.1 ОУОБ [32].

Согласно ОУОБ [32], в соответствии с рекомендациями п. 5.1 РБ-028-04, сформулирована проблема безопасности ПБ-13, состоящая в том, что САЭ энергоблоков Билибинской АЭС не в полной мере соответствует основным принципам обеспечения безопасности. Согласно разделу 2.1 и Приложению П.2.1 ОУОБ [32], в проблему безопасности ПБ-13 включены несоответствия требованиям п. 3.1.9 (12ОПБЗ.1.9, 16ОПБЗ.1.9 ÷ 20ОПБЗ.1.9), п. 3.1.13 (22ОПБЗ.1.13) НП-001-15, п. 9 (1ОСАЭ39), п. 33 (4ОСАЭ33), п. 34 (5ОСАЭ34), п. 37 (6ОСАЭ37), п. 43 (7ОСАЭ43), п. 48 (9ОСАЭ48) НП-087-11, п. 49 (7ПЖ349) НПБ 114-2002. Согласно представленной в ОУОБ [32] информации:

- САЭ не защищена от отказов по общей причине (не реализован в полной мере принцип физического разделения каналов системы);
- САЭ энергоблока № 2 имеет общие элементы с САЭ энергоблока № 1 Билибинской АЭС;
- схема построения САЭ I и II групп имеет несоответствия требованиям НП-087-11;
- машинный зал РДЭС не оборудован системой автоматического пожаротушения.

В соответствии с рекомендациями пп. 4.1, 4.2 РБ-028-04 для каждого из указанных несоответствий Заявителем определены возможные последствия для безопасности энергоблока АС (деградация физических барьеров на пути распространения ионизирующих излучений и/или снижение эффективности уровней ГЭЗ, а также условия, при которых эти последствия могут наступить.

В соответствии с пп. 6.2 ÷ 6.4 РБ-028-04, в ОУОБ [32] для проблемы безопасности ПБ-13 корректно установлены полнота выполнения функций барьером/уровнем ГЭЗ («надёжная»), значения качественного и количественного критериев возникновения условий для наступления радиационных последствий («маловероятные»), категория значимости

радиационных последствий («значительные»). В соответствии с рекомендациями пп. 6.1, 6.5 РБ-028-04, для проблемы безопасности ПБ-13 корректно установлена категория важности «незначительная», что свидетельствует о приемлемом уровне защиты физических барьеров.

Заявителем разработаны мероприятия по устранению (Программа [11]) или компенсации (Программа [12]) выявленных несоответствий требованиям действующих нормативных документов. Согласно разделу 4 Программы [11] для несоответствий, включенных в проблему безопасности ПБ-13, предусматривается выполнение анализов влияния на безопасность схемных решений по САЭ с последующей корректировкой ОУОБ [32]. Согласно Программе [12], Заявителем реализованы следующие мероприятия, компенсирующие несоответствия требованиям НП-087-11:

- машинный зал РДЭС оборудован автоматической пожарной сигнализацией, выполнено усиление противопожарной защищённости помещения, выполняются постоянные обходы помещений оперативным персоналом;
- выполнены мероприятия по приведению САЭ в соответствии с требованиями п. 48 НП-087-11 (в части физического разделения элементов САЭ, относящихся к разным каналам системы);
- выполнена схема выбора включения ДГ-2 САЭ и подачи напряжения на обесточенные щиты САЭ II группы блоков 1, 2 или блоков 3, 4.

Анализ представленных в [11, 12] мероприятий по устранению или компенсации выявленных несоответствий позволяет сделать вывод о том, что Заявителем приняты необходимые технические и организационные меры, направленные на компенсацию проблемы безопасности ПБ-13, что соответствует требованиям п. 15 НП-017-18. Актуальность принятия мер, компенсирующих или устраняющих несоответствия, включенные в проблему безопасности ПБ-13, соответствуют рекомендациям п. 7.1 РБ-028-04.

Извещениями [62, 65] Заявителем внесены изменения в ОУОБ [32], согласно которым в Анализ несоответствий энергоблока требованиям действующих федеральных норм и правил включено несоответствие требованиям п. 41 НП-087-11. Заявителем отмечено, что указанное несоответствие не затрагивает какие-либо физические барьеры и/или уровни ГЭЗ. Кроме того, Заявителем для указанного несоответствия не выявлено условий, которые могли бы привести к снижению эффективности мер защиты барьеров на пути распространения ионизирующих излучений и РВ или снижению эффективности уровней ГЭЗ.

Редакционные замечания

Обозначения выявленных несоответствий требованиям НП-001-15, включенных в проблему безопасности ПБ-13, приведенные в разделе 2.1 [32], не соответствуют обозначением аналогичных несоответствий, приведенных в Приложении П.2.1 [32]. **(1.2.2-19)**

Несоответствие 10ОПБ3.1.9 раздела 2.1 [32] полностью идентично несоответствию и 15ОПБ3.1.9 [32]. Аналогичное редакционное замечание относится к несоответствиям 13ОПБ3.1.9 и 18ОПБ3.1.9, приведенным в Приложении П.2.1 к [32]. **(1.2.2-20)**

Согласно Программе [11], в качестве мер по устранению несоответствий САЭ требованиям п. 3.1.13 НП-001-15 и п. 43 НП-087-11 предусматривается выполнение анализов влияния указанных несоответствий на обеспечение электроснабжения потребителей САЭ и последующее внесение изменений в ОУОБ [32]. Однако выполнение анализов безопасности само по себе не устраняет несоответствий требованиям п. 3.1.13 НП-001-15, п. 43 НП-087-11. Информации о предусмотренных Заявителем других мерах по компенсации или устранению несоответствий требованиями п. 3.1.13 НП-001-15, п. 43 НП-087-11 в Программах [11, 12] не представлено. **(1.2.2-21)**

Рекомендация

Заявителю рекомендуется привести в Анализе несоответствий (Приложение 2.1 ОУОБ [32]) ссылки на документы, в которых представлено подтверждение отсутствия технической возможности реализации условий наступления последствий (деградации физических барьеров и/или снижения уровней ГЭЗ) для несоответствия требованиям п. 41 НП-087-11. **(1.2.2-22)**

1.2.2.12. Отсутствие на Билибинской АЭС автоматизированных средств контроля концентрации водородосодержащих смесей (ПБ-14)

В подразделе П.2.1.3.3.1 Приложения 2 к ОУОБ [32] выполнена группировка несоответствий НД и сформулированы проблемы безопасности. Согласно таблице П.2.1.3.5 [32, 65], в ПБ-14 «Отсутствие на Билибинской АЭС автоматизированных средств контроля концентрации водородосодержащих смесей» включены два несоответствия требованиям пп. 3.3.6, 3.6.7 НП-001-15 (26ОПБ3.3.6 и 39ОПБ3.6.7) [65, 68], одно несоответствие требованиям п. 2.3 НП-040-02 (1ПВВБ2.3) и два несоответствия требованиям пп. 6, 88 НП-010-16 (2ПЛСБ6, 8ПЛСБ88). Перечень несоответствий энергоблоков № 1 – 4 Билибинской АЭС требованиям НД по безопасности приведен в таблице П.2.1.3.4 [32]. Также в указанной таблице П.2.1.3.4 [32] приведены формулировка выявленных несоответствий, условия наступления последствий несоответствий и указаны затрагиваемые физические барьеры и уровни ГЭЗ, что соответствует рекомендациям Приложения 3 к РБ-028-04.

Согласно таблицам П.2.1.3.4 [32], несоответствия требованиям НД в ПБ-14 заключаются в том, что на энергоблоках Билибинской АЭС не предусмотрен контроль концентрации водорода между кожухом реактора и ББЗ, и не реализованы два независимых канала контроля концентрации водорода в пределах РУ. Последствия указанных несоответствий могут

наступить при нарушениях нормальной эксплуатации, связанных с разгерметизацией ББЗ, или при запроектных авариях. По оценкам Заявителя [32], это приводит деградации второго и третьего уровней ГЭЗ.

Согласно таблице П.2.1.3.7 [32], для ПБ-14 выполнение функций физическим барьером/уровнем ГЭЗ – адекватное. Согласно оценкам Заявителя [32], уязвимым элементом СББ в части водородной взрывобезопасности является бак биологической защиты реактора, в котором при нарушениях нормальной эксплуатации возможно накопление водорода до взрывоопасных концентраций. При проектных авариях не существует механизмов, приводящих к изменению условий водородной взрывобезопасности РУ на энергоблоках Билибинской АЭС, поскольку оболочки ТВЭЛов изготовлены из стали, для которой температура окисления выше, чем для циркониевых сплавов. Условия начала железоциркониевой реакции могут возникать только при ЗПА. Функция ГЭЗ выполняется в объёме, достаточном при конкретных условиях, возникших на энергоблоке. Данная оценка соответствует критериям, установленным в п. 6.2 РБ-028-04.

Согласно таблице П.2.1.3.8 [32], в ПБ-14 вероятность возникновения условий для невыполнения функций безопасности, по оценкам ВАБ, выполненным в Приложении 3 к ОУОБ [32], составляет $10^{-4} - 10^{-6}$ 1/год, что, согласно рекомендациям п. 6.3 РБ-028-04, соответствует «маловероятному» критерию.

В таблице П.2.1.3.9 [32, 65] выполнено определение категории важности проблемы безопасности ПБ-14. С учётом того, что последствия оценены как значительные, а вероятность возникновения условий для невыполнения функций безопасности, является маловероятной, категория важности определена Заявителем как «низкая».

В таблице П.2.1.4.1 [32] представлены компенсирующие меры для несоответствий требованиям действующих НД. В части ПБ-14 указано [32],

что Заявителем предполагается внесение изменений в Технологический регламент [2] с целью установления организационных мер для исключения возникновения взрывоопасных концентраций водорода.

В Программе [11] представлены мероприятия, направленные на устранение выявленных несоответствий требованиям НП-001-15, НП-040-02 и НП-010-16 в части ПБ-14. В качестве компенсирующих мероприятий для несоответствий требованиями пп. 3.6.6, 3.6.7 НП-001-15, п. 2.3 НП-040-02 и пп. 6, 88 НП-010-16 указана разработка системы автоматизированного контроля концентрации водорода между кожухом, образующим реакторное пространство, и ББЗ двумя независимыми каналами.

Редакционные замечания

В Программе [11] указано, что мероприятием по устранению несоответствий требованиями пп. 6, 88 НП-010-16 (2ПЛСБ6, 8ПЛСБ88) является разработка системы автоматизированного контроля концентрации водорода между кожухом, образующим реакторное пространство, и ББЗ двумя независимыми каналами. Однако пространство между ББЗ и кожухом реактора не входит в состав ЛСБ и не является герметичным ограждением РУ, следовательно требования п. 3.6.7 НП-001-15 и пп. 6, 88 НП-010-16 к нему не применимы. В состав герметичного ограждения РУ с ЭГП-6 входит само реакторное пространство и система ЛМА, на которую распространяются требования НП-010-16, однако компенсирующих мероприятий для ЛСБ в Программах [11, 12] не представлено. **(1.2.2-23)**

Пространство между ББЗ и кожухом реактора не входит в состав первого контура теплоносителя, следовательно, требования п. 3.3.6 НП-001-15 к нему не применимы. **(1.2.2-24)**

Указанные в таблице П.2.1.4.1 [32, 65] меры по корректировке Технологического регламента [2] не отражают сути и достаточности

компенсирующих мер и не соответствуют мерам, установленным в Программе [11]. **(1.2.2-25)**

1.2.2.13. Несоответствие системы обращения с отработавшим ядерным топливом требованиям норм и правил (ПБ-15)

В соответствии с рекомендациями п. 2.3.1.2 РБ-001-05, в Приложении 2 к ОУОБ [32] представлены результаты анализа несоответствий системы обращения с ОЯТ энергоблока № 2 Билибинской АЭС требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии, выполнена оценка категорий значимости несоответствий и приведена информация о компенсирующих мерах. Согласно ОУОБ [32], при составлении анализа несоответствий в части системы обращения с ОЯТ Заявителем учитывались требования НП-001-15, НП-061-05 и рекомендации РБ-028-04.

Согласно таблице П.2.1.3.4 [32], в проекте энергоблока имеются следующие несоответствия требованиям действующих НД в части системы обращения с ОЯТ:

- не предусмотрены технические средства хранения и транспортирования поврежденного ОЯТ (несоответствие требованиям п. 2.1.8 НП-061-05);
- не определены технические средства для вывоза ОЯТ с территории Билибинской АЭС (несоответствие требованиям п. 3.8.3 НП-001-15);
- не указан допустимый срок хранения ОЯТ (несоответствие требованиям п. 2.2.3 НП-061-05);
- один из бассейнов выдержки (БВ-3) не оборудован системой контроля, сбора и возврата протечек (несоответствие требованиям п. 4.3.1 НП-061-05);

- заполненные водой БВ (БВ-3 и БВ-4) не оборудованы устройствами, исключающими их переполнение охлаждающей средой (несоответствие требованиям п. 4.3.9 НП-061-05);
- в БВ-1 и БВ-2, предназначенных для сухого хранения ОЯТ, не предусмотрен контроль попадания замедлителя;
- не предусмотрены необходимые испытания на герметичность облицовки БВ-3 (несоответствие требованиям п. 4.6.9 НП-061-05).

Согласно таблице П.2.1.3.7 [32], полнота выполнения системой обращения с ОЯТ своих функций с учётом имеющихся отступлений оценена Заявителем как «надёжная» в соответствии с положениями п. 6.2 РБ-028-04.

С целью компенсации несоответствий требованиям НД Заявителем разработана Программа [12], в которой отмечено, что на энергоблоке реализуются следующие компенсирующие меры несоответствий, вошедших в ПБ-7:

- обращение с повреждённым ОЯТ осуществляется в соответствии с рабочими программами, в которых указываются меры обеспечения безопасности, хранение поврежденного ОЯТ осуществляется в специально выделенных герметичных ячейках БВ (с целью компенсации несоответствия требованиям п. 2.1.8 НП-061-05);
- контроль протечек в БВ-3 осуществляется с использованием системы контрольных скважин (с целью компенсации несоответствия требованиям п. 4.3.1 НП-061-05);
- время подачи воды в БВ-3 и БВ-4 ограничивается, уровень воды в данных БВ при их заполнении контролируется (с целью компенсации несоответствия требованиям п. 4.3.9 НП-061-05);
- проведен контроль облицовки БВ-3, подтвердивший её герметичность (с целью компенсации несоответствия требованиям п. 4.6.9 НП-061-05).

Кроме того, согласно Программе [12], Заявителем разработаны инструкции по эксплуатации БВ-3 и БВ-4, в которых установлены требования к качеству охлаждающей среды с целью компенсации несоответствия требованиям п. 4.3.10 НП-061-05.

Заявителем разработана Программа работ по устранению несоответствий энергоблоков Билибинской АЭС требованиям действующих нормативных документов [11], согласно которой в период до 2021 года на Билибинской АЭС предполагается определить технические средства для вывоза ОЯТ с территории АЭС (с целью устранения несоответствия требованиям п. 3.8.3 НП-001-15), а также установить допустимый срок хранения ОЯТ на АЭС (с целью устранения несоответствия требованиям п. 2.2.3 НП-061-05).

Согласно документам заявителя [32, 43], в период повторного дополнительного срока эксплуатации в 2021 году возникнет дефицит свободного места в БВ для выгрузки всех трёх активных зон реакторов Билибинской АЭС, что, по оценкам Заявителя [43] будет являться отступлением от требований п. 3.8.1 НП-001-15 и п. 4.3.3 НП-061-05. С целью обоснования безопасности эксплуатации энергоблоков Билибинской АЭС с учётом указанных отступлений Заявителем разработаны Извещения [65, 68, 73] о внесении изменений в анализ несоответствий системы обращения с ОЯТ на Билибинской АЭС требованиям п. 3.8.1 НП-001-15 и п. 4.3.3 НП-061-05 и проведена оценка влияния данных несоответствий на безопасность энергоблоков Билибинской АЭС. Согласно оценкам Заявителя [65, 68], с учётом указанных несоответствий категория значимости ПБ-15 определена как «низкая». Уровень защищённости физических барьеров и уровней ГЭЗ оценен Заявителем как приемлемый. Эксплуатация может быть продолжена. Недостаток организационных мер должен быть устранен в плановом порядке.

В качестве компенсирующих мероприятий в Извещении [65] указано, снижение коэффициента использования установленной мощности. В случае отсутствия достаточного места в БВ для выгрузки хотя бы одной активной зоны, эксплуатация всех энергоблоков Билибинской АЭС прекращается, и хранение невыгруженных ОТВС осуществляется непосредственно в активной зоне реакторов [66].

Анализ обоснования безопасности обращения с ОЯТ на Билибинской АЭС проведен в разделе 9 настоящего Экспертного заключения.

По результатам экспертизы замечаний нет.

1.2.2.14. Несоответствие системы и элементов противопожарной безопасности требованиям норм и правил (ПБ-16)

Определение категорий значимости выявленных несоответствий системы и элементов противопожарной безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС требованиям действующих НД, а также мероприятия, направленные на устранение и компенсацию этих несоответствий, приведены Заявителем в главе 2 ОУОБ [32]. В главе 2 ОУОБ [32] выполнен анализ соответствия энергоблока № 2 требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии, включающий, согласно таблице 2.1.3.3 [32], оценку системы и элементов противопожарной безопасности с учётом требований НПБ 114-02, по результатам которого выявлено 11 несоответствий указанному нормативному документу, что соответствует требованиям п. 4.1.18 НП-001-15.

В соответствии с рекомендациями п. 3.2 РБ-028-04, в таблице 2.1.3-2 [32] приведен перечень выявленных отступлений от требований НПБ 114-02 с указанием их содержания, последствий данных отступлений и условия наступления последствий. Заявителем отмечено [32], что при возникновении пожаров в помещениях систем, важных для безопасности, затрагиваются уровни 2 и 3 глубокоэшелонированной защиты.

В таблице 2.1.3-3 [32], согласно рекомендациям п. 5.5 РБ-028-04, приведена группировка несоответствий требованиям НПБ 114-02 в проблему безопасности ПБ-16, которая заключается в несоответствии системы и элементов противопожарной безопасности современным требованиям. При этом, в таблице 2.1.3-5 [32] отмечено, что полнота выполнения функций барьером/уровнем 2 и 3 глубокоэшелонированной защиты является «адекватной» (функция безопасности выполняется в объеме, достаточном при конкретных условиях, возникших на энергоблоке атомной станции).

В таблице 2.1.3-6 [32], согласно рекомендациям п. 6.3 РБ-028-04, приведены количественные характеристики вероятности возникновения условий невыполнения функций уровнями 2 и 3 ГЭЗ для проблемы безопасности ПБ-16, которые составили, согласно ВАБ, $1 \cdot 10^{-2}$ - 10^{-4} 1/год, при этом качественная характеристика оценена, как «возможная».

В таблице 2.1.3-7 [32] для проблемы безопасности ПБ-16 приведена категория значимости в зависимости от частоты событий, возможных последствий и полноты выполнения функций, которая, в соответствии с рекомендациями п. 6.5 РБ-028-04, отнесена к «незначительной». Отмечено [32], что в этом случае обеспечивается приемлемый уровень защиты барьеров, недостаток организационных мер устраняется в плановом порядке. Программой мероприятий по устранению несоответствий энергоблоков Билибинской АЭС [11] меры по устранению отступлений требованиям НПБ 114-02 не предусматриваются. В Программе [12] приводятся компенсирующие меры, направленные на снижение дефицита безопасности по проблемам безопасности ПБ-16, что соответствует требованиям п. 6 НП-017-18.

Согласно Программе [12], в качестве компенсации несоответствия энергоблока № 2 Билибинской АЭС требованиям пп. 53, 58 НП-087-11 приняты технические меры по плановой замене с 1998 года используемых в

САЭ неогнестойких кабелей на кабели, не распространяющие горение (индекс «НГ»), покрытие кабелей огнезащитным составом, а также модернизация системы автоматического пенного пожаротушения в кабельных полуэтажах. Одновременно с этими мерами между смежными кабельными полуэтажами РУСН 0,4кВ и 6 кВ установлены двери с пределом огнестойкости EI 90.

Извещением [65] Заявитель вносит изменения в приложение П.2.1 ОУОБ [32], согласно которым проанализировано несоответствия энергоблока № 2 Билибинской АЭС с учётом нормативных документов в области пожарной безопасности (НПБ 114-02, НПБ 104-03, НПБ 110-03, СП 12.13130.2009), включенных в перечень П-01-01-2017, что соответствует положениям п. 2.1 РБ-028-04.

В Извещении [65] представлено несоответствие требованиям п. 48 НП-087-11 (11ОСАЭ48) в части обоснования предела огнестойкости конструкций, с помощью которых выполнено физическое разделение оборудования САЭ, равного 1,5 часа, которое выполнено со ссылкой на документ ВНИИПО, не имеющий статуса нормативного документа. При этом Заявителем представлены результаты группировки несоответствия, сформулирована проблема безопасности и выполнена оценка значимости. На основании указанного анализа данное несоответствие отнесено к области безопасности ПБ-9, категория важности «незначительная» определена корректно с использованием матрицы, представленной в таблице 6.5 РБ-028-04.

В Извещении [65] приведена ссылка на анализ [48] для обоснования категории значимости «незначительная» проблемы безопасности ПБ-16, исходя из выполненного по результатам модернизации энергоблока № 2 Билибинской АЭС анализа влияния пожаров и их последствий на безопасный

останов и расхолаживание реакторной установки энергоблоков № 1-4 Билибинской АЭС, что соответствует положениям п. 7.1 РБ-028-04.

Извещением [65] в Приложение П 2.2 к ОУОБ [32] внесены изменения, где актуализированы организационные и технические меры, рекомендованные по результатам исходного анализа влияния пожаров и их последствий на безопасный останов и расхолаживание реакторной установки для энергоблоков № 1-4 Билибинской АЭС 2002 года [1], что отражает фактическое состояние энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период дополнительного срока эксплуатации (соответствие положениям п. 1.2.1 РБ-001-05).

Редакционное замечание

В ОУОБ [65] не указаны сроки реализации мероприятий по обоснованию пределов огнестойкости строительных конструкций для физического разделения помещений канала САЭ с целью обеспечения соблюдения требований п. 48 НП-087-11 (11ОСАЭ48). Согласно Приложению 1 к Техническому решению № 1.3.2.05.002.026-2016 «о физическом разделении оборудования САЭ-1» для целей физического разделения применены перегородки толщиной 120 мм, выполненные из огнестойких гипсоволокнистых листов с заполнением пространства между ними базальтовым волокном. **(1.2.2-26)**

1.2.2.15. Отсутствие мероприятий по выводу из эксплуатации энергоблоков Билибинской АЭС (ПБ-17)

Анализ несоответствия энергоблока № 2 Билибинской АЭС требованиям современных норм и правил представлен в главе 2 и в Приложении 2 к ОУОБ энергоблока № 2 Билибинской АЭС [32]. В проблему безопасности ПБ-17, касающуюся вывода из эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС, было сгруппировано 22 несоответствия требованиям федеральных норм и правил [32]:

- три несоответствия требованиям пп. 3.8.3, 5.3, 5.4 НП-001-15;
- четыре несоответствия требованиям пп. 16, 24, 25– НП-002-15;
- одно несоответствие требованиям п. 49 НП-058-14;
- одно несоответствие требованиям п. 51 НП-019-15;
- одно несоответствие требованиям п. 2.2.3 НП-061-05;
- четыре несоответствия требованиям пп. 7, 8, 10 НП-091-14;
- два несоответствия требованиям пп. 6, 64 НП-093-14;
- три несоответствия требованиям пп. 13, 17, 42 НП-096-15;
- три несоответствия требованиям пп. 7, 15, 19 НП-012-16;
- одно несоответствие требованиям п. 5.4 НП-064-17.

Рассмотрение выявленных несоответствий, включенных в проблему безопасности ПБ-17 [32], показал достаточность проведённого Заявителем анализа. Значимыми несоответствиями энергоблока № 2 Билибинской АЭС по ПБ-17 являются:

- не определена окончательная концепция вывода из эксплуатации Билибинской АЭС;
- не определены технические средства для вывоза ОЯТ с территории Билибинской АЭС;
- в проекте Билибинской АЭС не предусмотрена возможность транспортирования РАО на переработку и (или) кондиционирование, и (или) захоронение за пределы площадки Билибинской АЭС;
- не разработана база данных по выводу из эксплуатации энергоблока;
- в проектной документации Билибинской АЭС не предусмотрено удаление РАО с территории промплощадки;

- для незаменяемого оборудования не в полной мере оценен ресурс и механизмы старения на период вывода из эксплуатации энергоблоков Билибинской АЭС.

Правильность вывода Заявителя о том, что для проблемы безопасности ПБ-17 [32] временные компенсирующие меры не требуются, следует из следующего:

- определение категории значимости радиационных последствий. Радиационные последствия предаварийных ситуаций и аварий, связанные с радиоактивными выбросами и сбросами радионуклидов в окружающую среду не превышают пределов безопасной эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС, поэтому категория значимости радиационных последствий определена, как «допустимая» в соответствии с положениями РБ-028-04;
- определение полноты выполнения функций барьером/уровнем ГЭЗ. Заявителем в проблему ПБ-17 [32] были сгруппированы несоответствия требованиям НД по признаку влияния на одни и те же физические барьеры (или уровни ГЭЗ), которые затрагивают первый уровень ГЭЗ;
- поскольку в анализе [32] критерий полноты выполнения функций физическим барьером/уровнем ГЭЗ определен, как «функция не выполняется», полнота выполнения функций уровнем ГЭЗ для ПБ-17 [32] определена заявителем, как «неадекватная» в соответствии с положениями РБ-028-04;
- определение количественного критерия для вероятности возникновения условий невыполнения функций физическим барьером/уровнем ГЭЗ было выполнено по результатам ВАБ, представленного в Приложении 3 к ОУОБ [32]. Количественный критерий для вероятности возникновения условий невыполнения функций физическим барьером/уровнем ГЭЗ для проблемы безопасности ПБ-17 имеет количественную характеристику

$10^{-2} - 10^{-4}$ 1/год, качественная характеристика определена как «возможная».

Категория важности проблемы безопасности с учётом указанных выше категории значимости радиационных последствий, полноты выполнения функции и критерия возникновения условий для наступления последствий определена Заявителем в соответствии с таблицей 6.5 РБ-028-04, как «низкая», что определяет актуальность принятия компенсирующих мер (в соответствии с положениями РБ-028-04).

Согласно положениям РБ-028-04, для «низкой» категория важности проблемы безопасности эксплуатации может быть продолжена. Временные компенсирующие меры не требуются. Требуемые технические и/или организационные мероприятия реализуются в плановом порядке согласно Программе работ по устранению несоответствий энергоблоков Билибинской АЭС требованиям действующих нормативных документов по безопасности АС [11].

В Программе компенсирующих мероприятий [12] для несоответствия требованиям п. 7 НП-091-14 указано, что разработана локально-объектовая концепция вывода из эксплуатации энергоблоков № 1 – 4 Билибинской АЭС с технико-экономическим обоснованием. Согласно [12], несоответствие требованиям п. 10 НП-091-14 устранено, поскольку разработана и введена в действие база данных по выводу из эксплуатации энергоблоков № 1 – 4 Билибинской АЭС (приказ № 2132 от 29.10.2012).

По результатам экспертизы замечаний нет.

1.3. Оценка обоснования проектных пределов в период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока

Как указано в подразделе 2.5 ОУОБ [32], определение проектных пределов включает в себя значения параметров и характеристик состояния систем и элементов АС, установленных проектом для нормальной

эксплуатации, нарушений нормальной эксплуатации, предаварийных ситуаций и аварий. В разделе 2.5 [32] Заявителем представлено обоснование эксплуатационных пределов, пределов безопасной эксплуатации и проектных пределов для проектных аварий на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС.

В общем случае проектные пределы устанавливаются, исходя из обеспечения целостности физических барьеров на пути распространения ионизирующего излучения и радиоактивных веществ. Принятые в проекте эксплуатационные пределы и пределы безопасной эксплуатации для энергоблока № 2 содержатся в Технологическом регламенте безопасной эксплуатации [2].

В п. 2.5.1 ОУОБ [32] Заявителем приведены эксплуатационные пределы по температуре оболочки твэлов – нижний предел 40°C, верхний – 430°C, что соответствует значению, установленному в п. 5.1 Приложения к НП-082-07.

Значения эксплуатационных пределов по значению давления для верхнего и нижнего узлов подачи питательной воды в ОЦК [32] составляют: верхний предел – 12,0 МПа, верхняя граница давления гидроиспытаний – 18,8 МПа. Верхний эксплуатационный предел по давлению в барабан-сепараторе равен 7,8 МПа. Верхняя граница давления гидроиспытаний БС определена в п. 2.5.1.6 [32] величиной 11,9 МПа.

В соответствии с п. 2.5.1.7 [32], значения эксплуатационных пределов для контура охлаждения каналов СУЗ составляют: верхний эксплуатационный предел – 5,2 МПа; верхняя граница давления гидроиспытаний – 7,8 МПа.

Значение эксплуатационного предела по давлению в реакторном пространстве (кладке реактора), определенное в п. 2.5.1.8 [32], составляет 0,022 МПа.

В соответствии с п. 2.5.1.11 [32], верхний эксплуатационный предел отклонения столба кладки от прямолинейности составляет 25 мм.

В п. 2.5.1.12 [32] представлены эксплуатационные пределы по составу газовой смеси, качеству питательной воды, выбросам в атмосферу и с дебалансными водами. Кроме того, как указано в п. 2.5.1.12 [32], в ряде случаев для продолжения работы энергоблока в эксплуатационных пределах предусмотрен перевод энергоблока на пониженный уровень мощности по решению Главного инженера станции, в числе которых:

- повышение температуры металлоконструкций реактора выше допустимых пределов для верхнего или нижнего листа верхней плиты более 330°C, верхнего листа нижней плиты – более 150°C, нижнего листа нижней плиты – более 100°C, середины кожуха реактора – более 350°C, верха кожуха реактора – более 310°C, низа кожуха реактора – более 270°C;
- повышение температуры воды в нижней плите – более 90°C;
- повышение температуры в ББЗ – более 90°C;
- увеличение температуры графита – более 600°C.

Указанные параметры также можно рассматривать в качестве эксплуатационных пределов. В качестве пределов безопасной эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС Заявитель указал следующее [32]:

- предел безопасной эксплуатации по повреждению твэлов принят в соответствии с требованиями п. 5.2 Приложения к НП-082-07 – потеря герметичности наружной оболочки хотя бы одного твэла, достижение 50-кратного превышения показаний системы КГО над фоновым значением любой ТВС реактора;
- предел безопасной эксплуатации по величине утечки из газового контура реактора, принятый в п. 2.4.2 [32], равен 15 нм³/ч;
- предел безопасной эксплуатации по температуре оболочек твэлов в п. 2.5.2.1 [32] принят равным 440°C;

- согласно 2.5.2.2 [32], верхний предел безопасной эксплуатации по давлению для коллекторов ОЦК, магистральных, рабочих трубопроводов и калачей составляет 8,0 МПа;
- согласно 2.5.2.3 [32], верхний предел безопасной эксплуатации для верхнего и нижнего узлов подачи питательной воды в ОЦК составляет 14,4 МПа;
- верхний предел безопасной эксплуатации для барабана-сепаратора, согласно п. 2.5.2.5 [32], составляет 9,4 МПа;
- в соответствии с 2.5.2.6 [32], верхний предел безопасной эксплуатации для контура охлаждения каналов СУЗ составляет 6,3 МПа;
- в п. 2.5.2.7 [32] значение верхнего предела безопасной эксплуатации по давлению в реакторном пространстве составляет 0,027 МПа;
- согласно п. 2.5.2.10 [32], верхний предел безопасной эксплуатации по кривизне графитовых колонн с учётом температурных эффектов и сейсмических воздействий, составляет 33 мм.

В п. 2.5.2.11 [32] приведены пределы безопасной эксплуатации графитовой кладки, в числе которых:

- предел безопасной эксплуатации для графитовых блоков по флюенсу нейтронов с энергией более 0,18 МэВ равен $20 \cdot 10^{21}$ н/см²;
- предел безопасной эксплуатации по температуре графита 600°С;
- предел безопасной эксплуатации по уменьшению диаметра отверстия ячеек равен 88,2 мм;
- предел безопасной эксплуатации по давлению азота в кладке реактора – 500 мм вод. ст.;
- установлен предел безопасной эксплуатации по чистоте азота.

В соответствии с требованиями п. 5.3 Приложения к НП-082-07, в качестве максимального проектного предела повреждения твэлов Заявителем приняты (п. 2.5.3.1 [32]):

- температура оболочки твэла, разгруженного от внутреннего давления – 1100°C;
- температура оболочки твэла, находящегося под рабочим внутренним давлением – 930°C;
- локальная глубина взаимодействия наружной оболочки твэла с матричным материалом – не более 85%.

В соответствии с п. 2.5.3.2 [32], верхний предел давления для коллекторов ОЦК в целом при проектной аварии составляет 9,3 МПа. Согласно п. 2.5.3.6 [32], верхний предел давления при проектной аварии для контура охлаждения каналов СУЗ составляет 7,3 МПа. Значение верхнего предела по давлению в реакторном пространстве для проектной аварии, указанное в п. 2.5.3.7 [32], составляет 0,031 МПа.

Как указано в п. 2.5.3.9 [32] на основании расчётов, выполненных в главе 5 ОУОБ [32], при проектных авариях на АЭС ожидаемые дозы облучения незначительны (не более 1,4 мЗв/год на расстоянии 3 км СЗЗ от Билибинской АЭС), каких-либо защитных мероприятий вне зоны радиусом 3 км вокруг АЭС проводить не требуется.

Извещением [68] в раздел 2.5 ОУОБ [32] внесены дополнения, содержащие показатели качества воды ОЦК при подготовке энергоблока к пуску и подъему мощности реактора до МКУ (таблица 2.5.1.23 [68]) и показатели качества питательной воды и конденсата после фильтра смешанного действия при подъёме мощности (таблица 2.5.1.23 [68]). Указано, что при отклонении нормируемых показателей качества воды ОЦК и питательной воды от значений, указанных в таблицах 2.5.1.22, 2.5.1.22 [68], подъём мощности реактора должен быть приостановлен.

Извещением [68] в раздел 2.5 ОУОБ [32] внесены данные об уровнях отклонений нормируемых показателей качества воды ОЦК и воды контура СУЗ (таблицы 2.5.1.31, 2.5.1.32 [68]), указаны эксплуатационные ограничения и действия персонала при отклонениях от этих показателей.

Вносимые Извещением [68] в раздел 2.5 ОУОБ [32] изменения соответствуют требованиям п. 1.2.8 НП-001-15 в части приведения ОУОБ в соответствие с реальным состоянием энергоблока.

По результатам экспертизы замечаний нет.

1.4. Оценка пожарной безопасности для периода повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока

В документах [1, 32, 65, 75] Заявителем приведено обоснование обеспечения пожарной безопасности и необходимого уровня пожарной безопасности, заключающихся в выполнении общих критериев безопасности, в том числе:

- обеспечение возможности осуществления безопасного останова реакторной установки и её расхолаживания при возникновении пожара, а также поддержание состояния безопасного останова после ликвидации пожара в течение необходимого периода времени;
- защита систем безопасности и систем нормальной эксплуатации АС от воздействия опасных факторов пожара;
- защита персонала АС от воздействия опасных факторов пожара;
- непревышение установленных доз облучения персонала и населения, нормативов по выбросам и сбросам, содержанию радиоактивных веществ в окружающей среде и защита персонала при пожаре, что соответствует требованиям п. 1.2.1 НП-001-15 и п. 3.1 СП 13.13130.2009.

Согласно отчёту [1], общие критерии безопасности энергоблока № 2 при пожаре обеспечиваются с помощью многобарьерности, резервирования

каналов систем безопасности и их физического разделения. В отчёте [1] отмечено, что дублирующие каналы систем безопасности, в основном, проходят по кабельным трассам, разделённым между собой противопожарными перегородками, пожароопасные помещения оборудованы автоматическими системами обнаружения и тушения пожаров, что соответствует требованиям п. 1.2.2 НП-001-15 и пп. 3.3-3.4 СП 13.13130.2009.

В отчёте [1], в целях соблюдения положений НПБ 113-03 приведены данные о техническом состоянии, обслуживании и работоспособности систем и средств противопожарной защиты, включая систему пенного пожаротушения для обеспечения условий функционирования систем безопасности в кабельных сооружениях. Отмечено [1], что АППТ по назначению и влиянию на безопасность отнесена к классу 4Н по НП-001-15, как система нормальной эксплуатации, не влияющая на безопасность и к III категории сейсмостойкости по НП-031-01, регламентные работы в отношении которой осуществляются с учётом эксплуатационных и технологических инструкций по ремонту систем противопожарной защиты, что соответствует требованиям п. 19 НПБ 113-03 и п. 1.2.21 НП-001-15.

Согласно отчёту [1], категорирование по взрывопожарной и пожарной опасности всех помещений, зданий, сооружений энергоблоков № 1 – 4 Билибинской АЭС проведено в соответствии с положениями НПБ 105-03. При проведении реконструкции, модернизации оборудования, зданий, помещений, в том числе работ по продлению срока эксплуатации энергоблоков, категория производства определяется в соответствии с требованиями СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

Извещением [75] внесены изменения в раздел П.5.3.16 ОУОБ [75], согласно которым элементы АППТ (ППКП, ПУ-01, извещатели пожарные, оповещатели пожарные, кабели системы АППТ) и элементы системы

противопожарного водоснабжения (насосы ПЖН-1, 2, трубопроводы подачи воды к ГК, трубопроводы и арматура противопожарного кольца в пределах главного корпуса и машинного зала) отнесены к классу безопасности 4 по НП-001-15 (классификационное обозначение 4Н).

Редакционные замечания

В ОУОБ [32] с изменениями по Извещениям [65, 75] указано, что для Билибинской АЭС проведено определение категорий зданий, сооружений и помещений по пожарной и взрывопожарной опасности по СП 12.13130.2009. Однако, согласно отчёту [1], категорирование по взрывопожарной и пожарной опасности всех помещений, зданий, сооружений энергоблоков № 1 – 4 Билибинской АЭС проведено в соответствии с НПБ 105-2003, что не отражает фактическое состояние энергоблока № 2 и его безопасности в период дополнительного срока эксплуатации (несоответствие рекомендациям пп. 1.2.1, 1.2.2 РБ-001-05). **(1.4-1)**

В ОУОБ [32] с изменениями по Извещению [65], в приложении П.2.2 [32] и в отчёте [1] не указано, что для вновь прокладываемых силовых и контрольных кабельных линий используются кабели марки с негорючей изоляцией типа ВВГ_{нг}, АВВГ_{нг}, АКВВГ_{нг}, КВВГ_{нг}, которые также являются огнестойкими с пределом огнестойкости не менее 1,5 часа, для обеспечения реализации п. 53 НП-087-11. **(1.4-2)**

В отчёте [1] (в объёме положений пп. 1.1, 1.3 и 6.12 РД ЭО 1.1.2.09.0772-2012) не приведены результаты (заключения) обследования и оценки технического состояния и ресурсных характеристик всех составных элементов систем и средств противопожарной защиты, в том числе средств для повышения огнестойкости несущих металлоконструкций зданий (покрытие «ОГРАКС-В-СК») и снижения пожарной опасности кабельных линий (нанесение покрытия «ФЕНИКС СЕ» на существующие покрытия кабелей и кабельных проходок). **(1.4-3)**

В отчёте [1] имеется расхождение информации по классификации системы АППВ, поскольку, согласно ОУОБ [32], система относится ко II категории сейсмостойкости по НП-031-01, а в отчёте [1] – к III категории.

(1.4-4)

Приведенная в Извещении [75] и в отчёте [1] классификация системы пожаротушения, в которую входят система автоматического пенного пожаротушения и пожарно-хозяйственный водопровод, противоречит данным, приведенным в разделе 4.4 ОУОБ [32], согласно которой указанные элементы отнесены к общестанционным технологическим системам, важным для безопасности (несоответствие положениям п. 1.2.2 РБ-001-05).

(1.4-5)

Указанная в Извещении [75] и в отчёте [1] классификация системы пожаротушения, согласно которой элементы АППТ отнесены к классу безопасности 4 по НП-001-15 (классификационное обозначение 4Н), не обоснована в ОУОБ [32].

(1.4-6)

Рекомендация

Поскольку исходный анализ проводился в 2002 году [1], в соответствии с положениями п. 4.1 СП 13.13130.2009 и п. 4.1 Руководства МАГАТЭ NS-G-2.1 Заявителю рекомендуется показать в отчёте [1] каким образом проведены периодический пересмотр и обновление анализа влияния пожаров и их последствий на безопасный останов и расхолаживание реакторной установки, локализацию и контроль радиоактивных выбросов в окружающую среду.

(1.4-7)

1.4.1. Оценка результатов корректировки анализа влияния пожаров и их последствий на безопасный останов и расхолаживание реакторной установки для энергоблока № 2 Билибинской АЭС

В документе [48] представлены результаты корректировки анализа влияния пожаров и их последствий на безопасный останов и расхолаживание

реакторной установки для энергоблока № 2 Билибинской АЭС с целью учёта замечаний, отмеченных в разделе 1.4 настоящего Экспертного заключения по итогам рассмотрения отчёта [1], ОУОБ [32] и Программы [12].

Согласно [48], при обосновании характеристик кабелей по показателям пожарной опасности Заявитель руководствуется положениями НПБ 114-02 и НПБ 242-97. Исходя из этого, а также из проведенной в [48] оценки продолжительности пожара в помещениях с кабельными линиями нормального и резервного вариантов останова и расхолаживания реакторной установки, продолжительность стандартного пожара во всех помещениях не превышает 25 минут. Таким образом, кабельные линии по пределу пожаростойкости допускается отнести к классу ПО1 с пределом пожаростойкости менее 30 минут по НПБ 242-97. В то же время, в [48] документально не подтверждается, что при разделении каналов САЭ применены кабели ВВГнг-FRLS, ВВГЭнг-FRLS, ВВГ-Пнг-FRLS, имеющие пожаростойкость превышающую требуемые значения (не менее 1,5 часа). Допустимость такого отступления от требований п. 53 НП-087-11 не обоснована. Таким образом, замечание (1.4-1) настоящего Экспертного заключения не учтено.

Согласно [48], для физического разделения каналов САЭ в помещениях П-219 (1), П-219 (2), П-306а (1), П-306а (2), П-218, П-218а применены перегородки толщиной 120 мм, выполненные из огнестойких гипсоволокнистых листов с заполнением пространства между ними базальтовым волокном. Для обоснования фактических пределов огнестойкости разделительных перегородок Заявителем используется «Справочника по огнестойкости и пожарной опасности строительных конструкций, пожарной опасности строительных материалов и огнестойкости инженерного оборудования зданий», в соответствии с которым ограждающие конструкции с двухслойными обшивками из гипсоволокнистых листов обеспечивают предел огнестойкости EI 90. В то же время разделительные

перегородки выполнены на основании приложения 1 к Техническому решению Билибинской АЭС № 1.3.2.05.002.026-2016 «О физическом разделении оборудования САЭ-1» и на время действия ГОСТ 30247.1-94, в соответствии с которым определение пределов огнестойкости конструкции осуществляется посредством испытаний, что Заявителем документально не подтверждено. Допустимость такого несоответствия требованиям п. 48 НП-087-11 не обоснована, замечание (1.4-2) настоящего Экспертного заключения не учтено.

В [48] не обоснованы пределы огнестойкости строительных конструкций по физическому разделению основных элементов САЭ (ОДГ 1-2 и ША ОДГ 1-2), исходя из обеспечения нераспространения пожара за пределы пожарной зоны в течение расчётного времени свободного выгорания всей пожарной нагрузки (углеводородный температурный режим) в связи с размещением дизель-генераторов РДЭС каждого канала СБ вместе со вспомогательным оборудованием не в отдельных пожарных отсеках (незащищенность ячеек РДЭС от отказов по общей причине). Допустимость такого несоответствия требованиям п. 48 НП-087-11 не обоснована.

В [48] приводятся результаты корректировок базового «Анализа влияния пожара на безопасный останов РУ» (таблица 1) и выполнения мероприятий по модернизации систем противопожарной защиты энергоблоков № 1 – 4 Билибинской АЭС, выполненной в 2016 году, и мероприятий по модернизации противопожарной защиты Билибинской АЭС за период 2003-2018 гг. (таблица 2) [48]. В то же время выполненные, согласно [48], мероприятия по обеспечению пожарной безопасности на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС не обоснованы в ОУОБ [32], т.к. сведения о мерах по обеспечению работоспособности элементов и систем реакторной установки и обеспечения пожарной безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС в целом при возникновении пожара в различных производственных помещениях с учётом проведенной модернизации не приводятся, что не

соответствует требованиям п. 1.2.8 НП-001-15. Следовательно, замечания раздела 1.2.2.14 настоящего Экспертного заключения не учтены.

Кроме этого, в [48] целях соблюдения положений п. 4.2 СП 13.13130.2009 представлен анализ на основе оценки взрывопожарной и пожарной опасности помещений энергоблока № 2 Билибинской АЭС, включающий в себя:

- категорирование помещений по взрывопожарной и пожарной опасности (таблица 5);
- выделение помещений, содержащих системы (элементы) и технологическое оборудование, обеспечивающие безопасный останов и расхолаживание реакторной установки (таблица 7);
- расчёт распространения опасных факторов пожара, обоснование пределов огнестойкости противопожарных преград (таблицы 6 и 9);
- оценку влияния пожара в различных пожарных зонах на обеспечение ядерной и радиационной безопасности энергоблока при пожаре.

Также по результатам анализа разработан комплекс организационных и технических мероприятий по обеспечению безопасности АС при пожарах, которые приводится в разделе 9 [48].

При этом выполненные Заявителем мероприятия по обеспечению пожарной безопасности на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС, указанные в отчёте [48], подтверждены в ОУОБ [32] с изменениями по Извещению [65], где приведены организационные и технические меры по обеспечению работоспособности элементов и систем реакторной установки и обеспечения пожарной безопасности при возникновении пожара в производственных помещениях с учётом проведенной модернизации, что соответствует положениям п. 1.2.2 РБ-001-05.

Редакционные замечания

В [48] не приведено обоснование отнесения помещений канала САЭ к условно герметичному режиму эксплуатации при определении достаточности требуемых пределов огнестойкости строительных конструкций, ограждающих помещения канала САЭ, для обеспечения нераспространения пожара за пределы пожарной зоны в течение расчётного времени выгорания пожарной нагрузки в соответствии с положениями ГОСТ 12.3.047-2012.

(1.4.1-1)

В документе [48], в объёме положений п. 4.1 СП 13.13130.2009 не показаны результаты анализа влияния пожаров и их последствий на обеспечение локализации и контроля радиоактивных выбросов в окружающую среду.

(1.4.1-2)

Рекомендации

В соответствии с положениями п. 1.2.1 РБ-001-05, рекомендуется отразить в ОУОБ [32] фактическое состояние энергоблока № 2 Билибинской АЭС и его безопасности посредством проведения анализа несоответствия требованиям нормативных документов с учётом результатов анализа [48], поскольку минимальные пределы огнестойкости помещения блочного трансформатора, составляющие не менее 40 мин (П-207, таблица 8 [48]) не обеспечивают нераспространение пожара за пределы пожарной зоны в течение расчётной продолжительности пожара, равной 82 мин (без учёта наличия средств пожаротушения).

(1.4.1-3)

В соответствии с положениями п. 1.2.1 РБ-001-05, рекомендуется отразить в ОУОБ [32] фактическое состояние энергоблока № 2 Билибинской АЭС и его безопасности посредством проведения анализа несоответствия требованиям нормативных документов с учётом результатов анализа [48], поскольку кабельные короба (А, Б, В, Г, Д, Е), расположенные на расстоянии менее 1,0 м друг от друга, не обеспечивают достаточное физическое

разделение для защиты систем безопасности от отказов по общей причине.

(1.4.1-4)

В соответствии с положениями п. 1.2.1 РБ-001-05, рекомендуется отразить в ОУОБ [32] фактическое состояние энергоблока № 2 Билибинской АЭС и его безопасности посредством проведения анализа несоответствия требованиям нормативных документов с учетом результатов анализа [48], поскольку помещение ШАР, в котором размещаются шкафы автоматического регулирования мощности реактора, не оборудовано автоматической установкой пожаротушения для обеспечения ликвидации пожара на начальной стадии развития с учётом расчётного времени начала тушения через 2,4 мин и исключения посредством этого исходного события, в результате которого возможен выход из строя всего оборудования. **(1.4.1-5)**

1.5. Оценка обоснования пределов и условий безопасной эксплуатации для периода повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока

В разделе 2.8 ОУОБ [32] Заявителем представлено обоснование пределов и условий безопасной эксплуатации для периода повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС. Принятые в настоящее время условия безопасной эксплуатации энергоблока содержатся также в Технологическом регламенте безопасной эксплуатации [2]. Как указано в п. 2.8.1 [32], основными документами, определяющими безопасную эксплуатацию реактора энергоблока № 2, являются:

- Технологический регламент безопасной эксплуатации блока № 2 Билибинской АЭС [2];
- Инструкция по эксплуатации реакторов ЭГП-6;
- другие инструкции по эксплуатации систем и оборудования, приведенные в Перечне должностных, производственных инструкций и схем Билибинской АЭС (БиАЭС 1.3.5.03.11.136).

В таблице 2.8.1 [32] приведены основные параметры, характеризующие разрешенные эксплуатационные состояния, включая:

- выход реактора на МКУ мощности;
- подъём мощности реактора выше МКУ, вывод энергоблока в энергетический режим $(2 \div 10)\% N_{\text{ном}}$;
- подъём мощности реактора выше МКУ, вывод энергоблока в энергетический режим $(10 \div 15)\% N_{\text{ном}}$;
- подъём мощности реактора выше МКУ, вывод энергоблока на энергетический режим $(15 \div 35)\% N_{\text{ном}}$;
- подъём мощности реактора выше МКУ, вывод энергоблока на энергетический режим (более $40\% N_{\text{ном}}$);
- работа на мощности до $105\% N_{\text{ном}}$;
- полный останов $(100 \div 25)\% N_{\text{ном}}$;
- полный останов $(25 \div 2)\% N_{\text{ном}}$;
- полный останов (реактор в подкритическом состоянии);
- ремонт и перегрузка топлива.

В таблице 2.8.2 [32] приведены пределы безопасной эксплуатации и эксплуатационные пределы РУ ЭГП-6, совпадающие с аналогичными пределами, содержащимися в Технологическом регламенте [2].

Состав и состояние систем нормальной эксплуатации и систем безопасности, работоспособность или состояние которых требуется для пуска и работы в разрешённых режимах, указаны Заявителем в п. 2.8.2 [32]. Здесь же указаны организационно-технические мероприятия, включая получение оформленных соответствующим образом разрешений на пуск энергоблока № 2 Билибинской АЭС после ремонтов и остановов, связанных с нарушениями.

Канальный состав систем безопасности, их резервирование, допустимые пределы нарушения их функционирования и время ремонта на работающем энергоблоке № 2 Билибинской АЭС указаны в таблице 2.8.3 [32].

В п. 2.8.2.1 [32] определено исходное состояние энергоблока № 2 Билибинской АЭС перед выводом реактора на МКУ и разогревом, в п. 2.8.2.2 [32] представлена работа РУ на энергетическом уровне мощности, включая работу энергоблока в режиме регулирования частоты в системе, в п. 2.8.2.3 [32] представлены условия ремонта энергоблока и перегрузки топлива.

В п. 2.8.3 [32] представлена детальная информация об условиях проведения испытаний, проверок, технического обслуживания и ремонта систем энергоблока № 2 Билибинской АЭС и общестанционных систем, важных для безопасности, перечень которых с указанием объёма и периодичности проверки представлен в таблице 2.8.9 [32]. Перечень основных регламентных работ представлен Заявителем в таблице 2.8.10 [32], основных регламентных проверок систем и оборудования, важных для безопасности – в таблице 2.8.11 [32].

Приведенная Заявителем в разделе 2.8 [32] информация об условиях безопасной эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС адекватно отражена в Технологическом регламенте [2] и подтверждена сорокалетним опытом его безопасной эксплуатации.

Извещением [68] в раздел 2.8 ОУОБ [32] внесены следующие изменения:

- в п. 2.3 таблицы 2.8.3 [32] внесено редакционное изменение – указание на то, что энергоблок № 1 остановлен;
- п. 2.8.2.2.1 «Нормальное эксплуатационное состояние энергоблока № 2» дополнен информацией о действиях оперативного персонала при неработоспособности элементов системы локализации мокрой аварии. В частности, указано, что при неработоспособности бака-барботера, а также элементов обеспечивающих и управляющих систем безопасности,

необходимых для проектного функционирования системы ЛМА, и при превышении допустимого времени нахождения элементов системы ЛМА в неработоспособном состоянии, реакторная установка должна быть остановлена воздействием на кнопку «АЗ-І» для предотвращения нарушений условий безопасной эксплуатации.

Изменения, вносимые Извещением [68], приводят в соответствие содержание ОУОБ [32] с реальным состоянием энергоблока № 2 Билибинской АЭС, что соответствует требованию п. 1.2.8 НП-001-15.

По результатам экспертизы замечаний нет.

1.6. Оценка концепции вывода из эксплуатации и программы подготовки к выводу из эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС

Концепция вывода из эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС представлена в разделе 2.3 ОУОБ [32] в соответствии с требованиями пп. 4, 7 НП-012-16. Концепция вывода из эксплуатации энергоблока содержит [32] описание возможных вариантов вывода из эксплуатации энергоблока с указанием прогноза радиационной обстановки на энергоблоке после прекращения его эксплуатации, предполагаемых конечных состояний после вывода из эксплуатации, а именно:

- ликвидация энергоблока атомной станции;
- захоронение энергоблока атомной станции.

В ОУОБ [32] указано, что для энергоблока № 2 Билибинской АЭС выбран вариант вывода из эксплуатации «Ликвидация блока атомной станции» и способ его реализации – «немедленный демонтаж» и выбран Заявителем в соответствии с требованиями п. 8 НП-012-16 и приказом АО «Концерн Росэнергоатом» от 03.07.2017 № 9/879, который определил данный

вариант как основной для вывода из эксплуатации всех АЭС АО «Концерн Росэнергоатом». В главе 2 ОУОБ [32] представлены:

- прогноз радиационной обстановки на энергоблоке после прекращения его эксплуатации, что соответствует требованиям п. 8 НП-012-16;
- оценка общего количества (объёма), вида, категории и классов РАО, образующихся при выводе из эксплуатации энергоблоков Билибинской АЭС, что соответствует требованиям п. 8 НП-012-16.

Согласно сведениям, представленным в ОУОБ [32], система по обращению с РАО является общей для энергоблоков № 1 – 4 Билибинской АЭС. Уточненную оценку общего количества (объёма и активности), вида, категории и классов РАО, образующихся при выводе из эксплуатации энергоблоков Билибинской АЭС, Заявитель планирует осуществить на предпроектной и проектной стадии по разработке проектной документации для вывода Билибинской АЭС из эксплуатации.

В главе 2 ОУОБ [32], в соответствии с требованиями п. 8 НП-012-16, приведен перечень основных мероприятий и ориентировочные сроки завершения реализации мероприятий по подготовке к выводу из эксплуатации Билибинской АЭС, которые предусматривают:

- организационно-технические мероприятия, реализуемые в период подготовки энергоблока к выводу из эксплуатации;
- мероприятия по созданию инфраструктуры, обеспечивающей безопасный останов и вывод из эксплуатации;
- мероприятия по обращению с ОЯТ;
- мероприятия по обращению с РАО.

В главе 2 ОУОБ [32] Заявитель определил условия, при которых должен осуществляться пересмотр (уточнение) концепции вывода из эксплуатации

энергоблоков Билибинской АЭС, обеспечивающие поддержание концепции в актуализированном состоянии. Этими условиями являются:

- факт выполнения отдельных мероприятий;
- работы на предпроектной и проектной стадии по разработке проектной документации на вывод Билибинской АЭС из эксплуатации.

В главе 2 ОУОБ [32] приведено краткое описание Программы подготовки к выводу из эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС. В Программе подготовки к выводу из эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС [32] регламентированы мероприятия и работы в период с момента утверждения Программы вывода из эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС до начала работ по выводу из эксплуатации энергоблока № 2. Указано [32], что основным моментом, предопределяющим продолжительность периода подготовки к выводу из эксплуатации, является факт удаления с промплощадки ОЯТ.

Основным вариантом обращения с ОЯТ является длительное сухое хранение на площадке АЭС в существующих бассейнах выдержки. Для обеспечения вывоза ОЯТ за пределы станции, необходимого для вывода из эксплуатации энергоблоков АЭС, требуется создание нового оборудования и технологий по обращению с ОТВС и образующимися при этом РАО. Оборудование системы обращения с ОЯТ расположено в центральном зале главного корпуса Билибинской АЭС, и является общим для всех четырех энергоблоков. Общая вместимость БВ-1, 2, 3, 4 составляет 8491 мест хранения ОТВС. Общее количество ОТВС и каналов СУЗ, а также количество свободных мест, указано в таблице 2.3.3-1 [32].

Согласно ОУОБ [32], в рамках обращения с ОЯТ запланированы к реализации первоочередные работы по исследованию и обоснованию возможности временного хранения ОТВС непосредственно в остановленных реакторах энергоблоков № 2-4 Билибинской АЭС на период до 2040 года.

Подготовка к вывозу, вывоз и радиохимическая переработка ОЯТ запланирована Заявителем в период с 2034 по 2040 гг. Запланировано [32], что все находящееся в федеральной собственности и в собственности АО «Концерн Росэнергоатом» ОЯТ будет вывезено с Билибинской АЭС и переработано на ФГУП «ПО «Маяк» к 2040 году.

В таблице 2.3.2-1 [32] представлен перечень основных работ и организационно-технические мероприятия, которые предполагается выполнить для подготовки энергоблока № 2 Билибинской АЭС к выводу из эксплуатации, что соответствует положениям п. 2.3.1 РБ-013-2000.

Заявителем представлено Извещение [68] о внесении изменений в раздел 2.3 ОУОБ [32] энергоблока № 2 Билибинской АЭС, в котором откорректирована информация по варианту вывода из эксплуатации энергоблоков Билибинской АЭС «Ликвидация блока атомной станции» по способу его реализации «Немедленная ликвидация», по которому предусматривается проведение работ по демонтажу или дезактивации зданий, сооружений, систем и элементов блока АС, которые начинаются непосредственно после прекращения эксплуатации энергоблока на площадке Билибинской АЭС (соответствие Приложению № 2 к НП-012-16).

Рекомендации

В концепции вывода из эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС [32] рекомендуется представить описания актуальной эксплуатационной конфигурации энергоблока, остановленного для вывода из эксплуатации.

(1.6-1)

Заявителю рекомендуется в Программе вывода из эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС представить информацию в соответствии с положениями раздела 2.3 РБ-013-2000.

(1.6-2)

Выводы и предложения по разделу 1

1. Критерии и принципы, принятые для обеспечения безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС [32, 68], соответствуют требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.
2. Обоснование проектных пределов, пределов и условий безопасной эксплуатации в период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС [32, 68, 74] соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.
3. Обоснование мер по обеспечению пожарной безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС [1, 48, 65] соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.
4. Анализ несоответствий систем и оборудования энергоблока № 2 требованиям действующих НД [32, 65, 68, 72] выполнен в соответствии с рекомендациями РБ-028-04 и является достаточным. Программы мероприятий [11, 12] разработаны в соответствии с анализом несоответствий [32, 65, 68, 72], мероприятия по компенсации/устранению несоответствий требованиям действующих НД обоснованы.
5. Концепция вывода из эксплуатации и программа подготовки к выводу из эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС, представленные в ОУОБ [32, 68], соответствуют требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.
6. Заявителю предлагается учесть замечания и принять во внимание рекомендации данного раздела настоящего Экспертного заключения.

2. Оценка изменений характеристик площадки энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период повторного дополнительного срока эксплуатации

2.1. Внешние воздействия техногенного происхождения

В ОУОБ [32] приводится описание генерального плана Билибинской АЭС. Заявителем указано [32], что площадка Билибинской АЭС расположена на искусственно террасированной поверхности, имеющей уклон в сторону долины ручья Большой Поннеурген и отделенной от его поймы уступом высотой до семи метров. Абсолютные отметки площадки колеблются от 305,00 до 350,00 метров. В главе 2 ОУОБ [32] приведен генеральный план АЭС.

В разделе 6.3.1 главы 6 ОУОБ [32] приведены сведения об авиакатастрофах в районе и на площадке размещения Билибинской АЭС. Согласно ОУОБ [32], в период с 1991 по 1992 годы ФЭИ совместно с ГосНИИ ГА был проведен комплекс работ по разработке расчётных моделей и определению вероятностных показателей аварии с падением воздушного судна на здание Билибинской АЭС. Для расчёта Заявителем были использованы данные по структуре местного воздушно-транспортного сообщения в районе Билибинской АЭС и данные по статистике авиационных происшествий с гражданскими и военными летательными аппаратами за период с 1986 по 1991 годы. Полученные с использованием имитационной модели результаты приведены Заявителем в таблице п. 6.3.1.1 «Перечень потенциально опасных объектов» [32].

В разделе 6.3.2 [32] представлены сведения о выбросах токсичных веществ. Заявитель, ссылаясь на данные Дирекции Билибинской АЭС [32], указал, что в десятикилометровой зоне от площадки отсутствуют опасные промышленные объекты, на которых осуществляется обработка, использование или хранение токсичных или едких веществ.

В разделе 6.3.4 [32] приведены сведения о взрывах на объектах. Согласно [32], в настоящее время выполнен анализ фактических потенциальных источников взрывной опасности на площадке АЭС и в пятикилометровой зоне (десятикилометровой зоне для складов взрывчатых веществ). Расчётом, выполненном АЭП в 2001 году, определены параметры ВУВ от потенциальной аварии фактических источников взрывной опасности. Расчёты, согласно [32], показали, что параметры ВУВ от воздействия фактических источников взрывной опасности не превышают 1,5 кПа.

Согласно ОУОБ [32], в 2002 году выполнены поверочные расчёты строительных конструкций зданий и сооружений I категории на особые воздействия согласно требованиям ПиН АЭ-5.6, в том числе на воздействия фактических значений ВУВ. По результатам расчёта определена фактическая несущая способность строительных конструкций на действие ВУВ и приняты технические или организационные мероприятия, направленные на снижение последствий воздействия ВУВ (усиление строительных конструкций, перенос источников взрыва на безопасное расстояние и т.д.). Более подробно этот вопрос будет рассмотрен в главе 4 ОУОБ [32].

В разделе 6.3.3 [32] приведены сведения о пожарах и задымлении. Согласно ОУОБ [32], источники возможных пожаров и задымлений в двухкилометровой зоне от площадки АЭС отсутствуют.

Замечание

В ОУОБ [32] не приведены сведения об аэрологических условиях района и площадки Билибинской АЭС (несоответствие требованиям п. 3.3 НП-064-17). **(2.1-1)**

Редакционное замечание

В ОУОБ [32] не актуализированы данные о характеристиках летательных аппаратов и воздушных судов, падение которых возможно на площадку Билибинской АЭС. **(2.1-2)**

2.2. Внешние воздействия природного происхождения

Билибинская АЭС расположена к северу от 64° северной широты, в северной части Билибинского района Чукотского автономного округа. Промплощадка находится в зоне сплошного распространения вечномёрзлых пород, мощность мёрзлой толщи превышает 260 м. Строительство Билибинской АЭС началось в 1966 году. Пуск энергоблоков осуществлялся с 1974 по 1976 годы. Проект Билибинской АЭС выполнялся с соблюдением нормативных документов общего и специального назначения, действовавших в период разработки проекта. За время эксплуатации Билибинской АЭС произошло значительное ужесточение требований к атомным станциям, связанное со сформировавшимся в мировой атомной энергетике представлением о необходимости учёта для АЭС экстремальных уровней внешних воздействий. В настоящее время эти представления отражены в нормативных документах, действующих в атомной энергетике.

К числу внешних процессов, явлений и факторов природного происхождения, которые могут повлиять на безопасность Билибинской АЭС и оказаться источниками воздействий на неё, в соответствии с результатами изучения условий площадки размещения, можно отнести следующие процессы и явления [32]:

- гидрометеорологические процессы и явления;
- геологические и инженерно-геологические процессы и явления.

Экстремальные значения параметров гидрометеорологических, геологических, инженерно-геологических процессов и явлений, в соответствии с требованиями НП-064-17, определяются, исходя из повторяемости событий 1 раз в 10000 лет.

К источникам воздействий, в соответствии с Приложением 6 [32], отнесены следующие процессы и явления:

- климатические факторы – ветер, снег, гололёд, температура воздуха;
- инженерно-геологические явления – землетрясения, мерзлотно-геологические (криогенные) процессы.

Заявителем в разделе 6.4 «Метеорология» Приложения 6 к ОУОБ [32], представлено обоснование метеорологических и аэрологических условий размещения энергоблоков № 1-4 Билибинской АЭС. Обоснование метеорологических и аэрологических условий выполнено в соответствии с требованиями РБ-001-05, НП-064-17 и НП-032-01.

Район расположения Билибинской АЭС характеризуется суровыми климатическими условиями, что обусловлено расположением района на северо-восточной окраине Азиатского материка, омываемой водами холодных морей Северного Ледовитого океана, и сложным рельефом территории. Большое влияние на формирование климата оказывает также Колымский горный хребет, проходящий с юго-запада на северо-восток, и горная система Черского, пересекающая южную часть Магаданской области в направлении с северо-запада на юго-восток [32].

Площадка Билибинской АЭС расположена в 160 км от побережья Восточно-Сибирского моря, в зоне перехода от морского к умеренно-континентальному климату. Согласно климатическому районированию (ГОСТ 16350-80), площадка АЭС относится к макроклиматическому району – холодный, к климатическому району – очень холодный (II), с продолжительной суровой зимой и коротким прохладным летом.

Расположение территории в высоких широтах северного полушария в непосредственной близости от Северного Ледовитого океана определяет суровые климатические условия. Большое влияние на формирование климата оказывают также горные системы Колымского нагорья и хребта Черского, задерживающих проникновение воздушных масс с юга на рассматриваемую территорию.

Типичной для климата данного района является его муссонность, т.е. сезонная смена влияния океана (летом) и материка (зимой). Летом над прогретым азиатским материком образуется область низкого давления, а над океаном давление повышенное. В результате этого начинается перемещение воздушных масс с океана на сушу, образующее летний муссон.

Зимой расположение барических систем обратное, т.е. над сушей образуется зона повышенного давления с малооблачной погодой и, как результат, с низкими температурами воздуха, а над океаном располагается область пониженного давления с более тёплыми и влажными воздушными массами. Поэтому создаются устойчивые воздушные холодные потоки с суши на море, образующие зимний муссон.

Моря, омывающие Чукотский автономный округ с трёх сторон, и муссонная циркуляция атмосферы оказывает определяющее влияние на распределение температуры воздуха по территории, в результате чего изотермы проходят не в широтном направлении, а вдоль береговой линии.

В непосредственной близости от площадки АЭС находится метеорологическая станция Билибино [32], которая позволяет получить наиболее репрезентативные для площадки Билибинской АЭС данные, без влияния искажений, вызываемых пространственной изменчивостью. Однако имеющийся ряд наблюдений на этой метеостанции не достаточен для определения наиболее изменчивых во времени характеристик с необходимой точностью и не позволяет определить тенденции изменения климата в данном районе. Поэтому к расчётам дополнительно были привлечены материалы ближайших длиннорядных станций Островное и Илирней. Актинометрические данные приведены по МС Островное. Абсолютная высота метеоплощадок составляет [32]: для МС Островное – 80 мБС, для МС Илирней – 410 мБС, для МС Билибино – 340 мБС.

Различные состояния погоды, которые определяют климат территории, формируются под влиянием факторов разного масштаба. К макромасштабным факторам следует отнести радиационный режим, атмосферную циркуляцию и подстилающую поверхность, зависящие от географической широты местности, степени континентальности и макрорельефа. Кроме этих основных факторов на климат оказывают влияние микрорельеф, растительность, непосредственная близость водоемов и т.д.

Горный массив занимает большую часть окрестностей станции, расчленён глубокими распадками различных направлений и долинами с оживающими в летний период водотоками и ручьями. Высота отдельных вершин над уровнем моря достигает 600-700 м (или 300-400 м над уровнем станции – высота площадки метеостанции 340 м над уровнем моря).

Самая значительная долина реки Большой Кепервеем имеет меридиональное направление и ширину около 6 км. Долина сильно заболочена, имеется множество озер, проток, рукавов.

Станция расположена на южном склоне, который в 250 м от нее переходит в долину ручья Поннеурген, на котором в 2,5 км к востоку от станции для обеспечения водой АЭС и поселка Билибино построена плотина и создано водохранилище площадью 0,657 км² [32].

Метеоплощадка расположена на южном склоне крутизной (10-12)°. К северу от площадки в 200 м проходит граница поле-лес, за которой имеется редкий лиственный лес, кедровый стланик. К востоку расположено поле (вырубка), южнее площадки – поле. В 70 м проходит улучшенная шоссейная дорога, интенсивность движения транспорта на ней незначительна [32].

Ветровой режим обусловлен орографией района, ориентацией горных гряд и циркуляционными процессами, протекающими над территорией исследований.

Анализ ветрового режима района площадки АЭС показывает, что в году преобладают ветры северо-восточной четверти горизонта. Совместная повторяемость этих ветров составляет 39%. Зимой повторяемость этих направлений сохраняется и увеличивается до 43%. Летом, кроме преобладающих ветров, увеличивается повторяемость западного ветра. Вероятность штиля в году составляет 36% [32].

Розы ветров имеют выраженную зависимость от направления долины. Следует отметить, что с 1972 года до осени 1989 г. преобладающим было восточное и западное направление ветра – два максимума осени 1989 г. По данным МС Билибино [32], ветер устойчиво сместился к северу.

Режим увлажнения территории складывается, главным образом, под влиянием циркуляционных условий. Основным барическим образованием у поверхности земли, определяющим режим увлажнения зимнего периода, является отрог Азиатского антициклона.

Абсолютная влажность мала [32], летом она составляет от 7 до 9 гПа, и зимой она менее 1 гПа. Относительная влажность, однако, велика, что объясняется низким фоном температуры. По месяцам средняя относительная влажность колеблется в пределах от 57% до 80% [36]. Суточный ход влажности в зимнее время практически отсутствует, летом колебания влажности в среднем составляют от 18% до 20%.

Зима в районе Билибинской АЭС длится около 7 месяцев в году, выпадающие в это время твёрдые осадки образуют на земной поверхности устойчивый снежный покров, сохраняющийся до 9 месяцев.

Режим выпадения осадков в рассматриваемом районе определяется прохождением атмосферных фронтов, связанных с прохождением циклонов. Интенсивная циклоническая деятельность не типична для района. Поэтому в районе АЭС годовое количество осадков невелико и составляет 250-275 мм. Суточный максимум осадков колеблется от 36 мм до 55 мм, зимой суточный

максимум составляет 3-8 мм. Осадки суммой 10 мм и более выпадают в среднем от 4 до 5 раз в году. Основная доля осадков приходится на теплое время года – за три месяца (июнь-август) выпадает почти половина годового количества осадков – 46%.

Отмеченный суточный максимум осадков по сведениям МС Билибино составил 55 мм. Суточный максимум осадков 1% обеспеченности равен 58 мм, 0,1% – 81 мм, 0,01% – 103 мм. Наблюдаемый максимум осадков за 20 минут составил 6,2 мм, расчётный максимум осадков за 20 минут 1 % обеспеченности равен 8,2 мм, 0,1% – 10,5 мм, 0,01% – 12,3 мм [32].

Фактором, оказывающим существенное влияние на формирование климата в зимний период, главным образом, вследствие большой отражательной способности поверхности, является снежный покров. Из-за наличия снежного покрова небольшое количество тепла, получаемое зимой от солнца, почти полностью отражается. Особенно велика отражательная способность свежеснежавшего снега (70%) [32]. В связи с наличием многолетней мерзлоты в районе, снежный покров предохраняет почву от сильного выхолаживания и является источником влаги в почве, а также важным фактором формирования весенних вод в реках. В рассматриваемом районе снежный покров появляется в среднем 19 сентября. Как правило, даты выпадения первого снега близки к осенней дате перехода температуры воздуха через 0°C. Колебания сроков появления снежного покрова из года в год довольно значительны и достигают от 15 до 25 дней. Первый снег не всегда остается лежать всю зиму и стаивает под влиянием оттепелей или жидких осадков.

Устойчивый снежный покров в среднем устанавливается только через 10-15 дней спустя после первого снега и образуется в первой декаде октября. Со времени появления снежного покрова высота его постепенно увеличивается. Важнейшим фактором формирования снежного покрова

является прохождение через район циклонов с фронтами, а особенностью является рост высоты снежного покрова в основном в октябре-ноябре, когда и создаются основные запасы снега. Средняя высота снежного покрова в районе равна 45 см, максимальная высота, отмеченная в районе при наблюдениях 75 см, а минимальная 13 см.

Среднегодовая температура воздуха в районе АЭС минус 10,4°C. Абсолютный максимум температуры 33°C, абсолютный минимум – минус 54°C [32].

Для района, в основном, характерен нейтральный класс устойчивости атмосферы, слабо выраженный годовой ход сезонного распределения классов устойчивости с внутрисезонной изменчивостью. Следует также отметить, что наиболее устойчивая стратификация и максимальная повторяемость штилей наблюдаются в зимний период.

Развитие грозовой деятельности преимущественно связано с конвективно-неустойчивой воздушной массой в области сходимости воздушных течений [32]. Среднее число дней с грозой всего 1-3 дня. Наибольшее число дней с грозой – от 6 до 8 дней. Средняя продолжительность грозы в год от 1,2 ч до 3,5 ч. Максимальная непрерывная продолжительность грозы – 1,22 ч. Град для рассматриваемого района явление редкое, наблюдается не ежегодно. Среднее число дней с градом в год составляет 0,2-0,3 дня, наибольшее – 3 дня.

Процессы образования гололёдно-изморозевого обледенения в районе площадки изысканий наблюдаются с ноября по март [32]. Иногда при тумане в процессе осадения и замерзания переохлажденных капелек воды образуется изморозь зернистая (при температуре воздуха от 0°C до минус 10°C и умеренном ветре до 5 м/с) или кристаллическая (при температуре от минус 5° до минус 20°C и безветрии). В среднем за сезон может отмечаться от 15 до 81 дней с изморозью. Наибольшее число дней с обледенением всех

видов 125 дней. В районе площадки образуется гололёд, но бывает он очень редко и не каждый год. Он обычно возникает при температурах воздуха от минус 1°C до минус 4°C.

Согласно [32], участок проектирования расположен в III районе по гололёду, т.е. нормативная толщина стенки гололеда составляет 20 мм. Температура воздуха при гололеде – минус 10°C.

К опасным явлениям для площадки Билибинской АЭС относятся сильный ветер, шквал, ливни, метели, гололёд, град, грозы, пыльные бури и смерчи. Случаев образования опасных гололёдно-изморозевых отложений и выпадения града диаметром 20 мм и более, сильных ливней и снегопадов в рассматриваемом районе не отмечено. Зарегистрированы только случаи сильного ветра с порывами более 25 м/с [32].

Согласно схеме районирования территории Российской Федерации по смерчеопасности, площадка Билибинской АЭС, в соответствии с положениями РБ-022-01, расположена в малоизученном районе VI. Так как по данным наблюдений на метеостанции Билибино и близлежащих метеостанций в районе изысканий случаев смерча не зарегистрировано, согласно нормативному документу район признан не смерчеопасным.

Наблюдаемое с середины XX века изменение климата с большой вероятностью вызвано деятельностью человека и продолжится в обозримом будущем. Потепление на севере Восточной Сибири началось в 1960-х годах, и годовые тренды температуры воздуха в рассматриваемом регионе составляют 5°C/100 лет (расчёт выполнен за период 1976-2009 гг. [32]).

Расчёты показывают [32], что в регионе наибольшая скорость потепления характерна для тёплого периода года и достигает 0,6°C/10 лет. Имеют тенденцию к увеличению годовые минимумы и максимумы температуры воздуха. В летнее время растёт число дней с аномально высокой

температурой воздуха со скоростью два дня в 10 лет. Число дней с морозом с той же скоростью уменьшается.

Редакционные замечания

В подразделе 2.3.2.1 «Экстремальный ветер, ураган» Приложения 2 [32] для определения расчётных максимальных скоростей ветра, возможных реже одного раза в 100 лет, использовались данные 11-летнего ряда наблюдений на метеостанции г. Билибино. Однако, согласно таблице 4.1 СП 11-103-97, для расчёта экстремальных ветровых нагрузок ряд метеорологических наблюдений должен быть длительностью не менее 20 лет. Это замечание относится также к другим расчётным метеорологическим параметрам. Кроме того, исходные данные должны быть дополнены результатами мониторинга внешних воздействий и исследований метеорологических условий, полученными в последние годы наблюдений на площадке АЭС. **(2.2-1)**

В разделе 6.4 «Метеорология» Приложения 6 [32] (таблица П.6.4.1.12 «Статистические параметры распределения кривой обеспеченности максимальной скорости ветра (аппроксимация кривой Пирсона III типа») отсутствуют расчётные максимальные скорости ветра редкой повторяемости, включая 1 раз в 10000 лет. **(2.2-2)**

В разделе 6.4 «Метеорология» Приложения 6 [32] для ряда расчётных метеорологических параметров и большинства табличных материалов не указаны принятые исходные ряды наблюдений. Исходные данные должны быть дополнены результатами мониторинга внешних воздействий и исследований метеорологических условий, полученными в последние годы наблюдений на площадке Билибинской АЭС. **(2.2-3)**

В разделе 6.4 «Метеорология» Приложения 6 [32] не приведена роза ветров, приносящих осадки. **(2.2-4)**

В разделе 2.3 «Обеспечение защиты от внешних природных и техногенных воздействий» Приложения 2 [32] приведена ссылка на главу 3

«Характеристика площадки АЭС» ОУОБ [32], в которой должны быть рассмотрены процессы и явления, в том числе экстремальные, оказывающие воздействие на здания и сооружения Билибинской АЭС. Однако данное рассмотрение в главе 3 отсутствует. **(2.2-5)**

В п. 2.3.2.2 «Экстремальные снегопады и снегозапасы» Приложения 2 [32] приведена ссылка на отменённый СНиП 2.01.07-85, взамен которого действует СП 20.13330.2011 «Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*». **(2.2-6)**

В таблице П.2.3.5.1 «Параметры природных и техногенных воздействий на сооружения» п. 2.3.5 Приложения 2 [32] нормативный документ СП 20.13330.2011 дважды неверно обозначен как «СП 20.13330.21». **(2.2-7)**

В разделе 6.4 «Метеорология» Приложения 6 [32] в ряде случаев не указаны источники получения данных. Это касается, как правило, табличных данных, взятых из старых климатических справочников (несоответствие положениям п. 2.4.1 ПНАЭ Г-1-001-85). **(2.2-8)**

Рекомендации

Рекомендуется дополнить раздел 6.4 «Метеорология» Приложения 6 [32] оценкой степени опасности каждого из реализующихся на площадке Билибинской АЭС процессов, явлений и факторов. **(2.2-9)**

В разделе 6.4 «Метеорология» Приложения 6 [32] рекомендуется дополнить характеристику гололёда с учётом положений СП 20.13330.2011. **(2.2-10)**

Раздел 6.4 «Метеорология» Приложения 6 [32] практически не содержит информации о влиянии Билибинской АЭС на местные метеоусловия, которое возможно, например, вследствие охлаждения тёплых отработанных вод. Рекомендуется дополнить указанный раздел анализом влияния этого фактора на изменение температуры нижних слоёв атмосферы. **(2.2-11)**

Раздел п. 6.4 «Метеорология» Приложения 6 [32] рекомендуется дополнить расчётом плотности ударов молнии в землю. Согласно таблице 2.3 нормативного документа СО 153-24.21.122-2003, сила удара 200 кА является пиковым значением тока при разряде молний. Расчёт плотности ударов молнии в землю выполняется по рекомендуемой в указанном НД формуле $N_g = 6,7 \cdot T_d / 100$, (1/(км²·год), где средняя продолжительность гроз в часах T_d , определяется из приведённой в отчёте [32] таблицы. **(2.2-12)**

2.3. Гидрологические и гидротехнические условия площадки

В п. 3.1.1 главы 3 ОУОБ [32], п. 6.5 Приложения 6 к ОУОБ [32] с изменением по Извещению [77] и в отчёте [32д] Заявителем представлены результаты оценки гидрологических и гидротехнических условий размещения Билибинской АЭС. Согласно п. 3.1.1, п. 6.5.1.2 Приложения 6 [32], в качестве источника водоснабжения Билибинской АЭС принято водохранилище на ручье Большой Поннеурген, от которого вода подается самотечными водоводами (стальные трубы на железобетонных опорах). Гидроузел Билибинской АЭС, создающий водохранилище, осуществляет сезонное регулирование стока ручья Большой Поннеурген с НПУ-338,3, УМО-328,75, ФПУ-339,45. Согласно п. 7 [32д], в 2014 году утверждена «Декларация безопасности гидротехнических сооружений Билибинской АЭС», регистрационный номер 14-14(03)0057-00-ГЭС, срок действия декларации до 21.04.2017.

Согласно п. 6.5 Приложения 6 [32], п. 9 [32д], площадка Билибинской АЭС расположена в 3,5 км от гидроузла и в 3,5 км восточнее города Билибино на правом берегу ручья Большой Поннеурген. Ручей Большой Поннеурген берет начало на на юго-западных склонах водораздела рек Большой и Малый Кепервеем на высоте около 800 м и впадает в р. Большой Кепервеем с левого берега. В бассейне руч. Большой Поннеурген хорошо развита гидрографическая сеть, он имеет 27 притоков длиной менее 10 км.

Наиболее крупные, не имеющие названия, притоки впадают в ручей Б. Поннеурген справа. Согласно гидрографической схеме 6.5.1.1 в п. 6.5 Приложения 6 [32], к наиболее крупным отнесены ручей Малый Поннеурген, ручей Бараний, ручей Первый Алискеровский, расположенные до гидроузла Билибинской АЭС, ручей Крутой, ручей Красный (сформирован за счёт фильтрации воды у плотины), ручей Второй Алискеровский, ручей Третий Алискеровский, расположенные после гидроузла.

В п. 6.5.1.1 Приложения 6 [32] Заявителем отмечено, что систематические наблюдения за гидрологическим режимом ручья Большой Поннеурген не велись. В связи с проектированием Билибинской АЭС в 1964-1966 гг. для выбора места расположения плотины проводились наблюдения за уровнями и расходами воды. В период разработки проекта реконструкции гидротехнических сооружений Билибинской АЭС на ручье Бол. Поннеурген и его притоках проводились инженерно-гидрологические изыскания: с 1989 по 1990 г. – НПО «Стройизыскания», и с 1991 по 1992 г. – МО АЭП. Гидрографическая схема бассейна ручья Бол. Поннеурген в районе Билибинской АЭС и расположения пунктов гидрологических наблюдений приведена на рисунке 6.5.1.1 Приложения 6 [32]. В 2014 г. ООО «Гидротехпроект» выполнил полевые и камеральные гидрологические исследования.

Согласно п. 6.5.1 Приложения 6 [32], сток и уровенный режим руч. Бол. Поннеурген в районе площадки Билибинской АЭС, расположенной ниже водохранилища, полностью определяется режимом его работы. Средний многолетний расход воды ручья Бол. Поннеурген в створе плотины равен $0,40 \text{ м}^3/\text{с}$ ($12,6 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год}$), что превышает суммарное водопотребление. В отдельные годы – 1961 г. и 1971 г. – средний годовой расход составлял $0,17 \text{ м}^3/\text{с}$ и $0,16 \text{ м}^3/\text{с}$. Общий приток воды в водохранилище за период наблюдений (1991÷1992 гг.) составил 10,5 млн. м^3 (11,87 млн. м^3 в 2014 году, согласно п. 10.1 [32д]). В п. 6.5.1 Приложения 6 [32] отмечено, что при

сезонном регулировании стока в маловодные годы, возможны перебои водоснабжения. 90-95 % стока приходится на тёплый период года (с мая по август), в период с октября по апрель сток отсутствует вследствие перемерзания водотоков. Согласно [32], годовой сток меняется от 5,0 млн. м³ – обеспеченностью 97 % (меньше ёмкости водохранилища) до 12,0 млн. м³ – обеспеченностью 50 % и 26,8 млн. м³ – обеспеченностью 1 %. Параметры естественного стока руч. Бол. Поннеурген в створе существующей плотины установлены с привлечением данных наблюдений на реках-аналогах и приведены в таблицах 6.5.1.1, 6.5.1.2 Приложения 6 [32], характеристики расчётных гидрографов максимального стока в створе существующей плотины приведены в таблице 6.5.1.3 Приложения 6 [32]. В п. 6.5.3 Приложения 6 [32], п. 13 [32д] отмечено, что водохранилище за весь период эксплуатации не срабатывалось до предельно допустимой отметки, полезный объём его полностью не использовался.

Согласно п. 6.5 Приложения 6 [32], п. 9 [32д], максимальный расчётный паводковый расход воды руч. Бол. Поннеурген вероятностью превышения 0,01% составляет 90,0 м³/с. Расчётный расход дождевого паводка воды вероятностью превышения 0,01% – 140 м³/с. В п. 6.5 Приложения 6 [32] Заявителем указано, что при прохождении максимального расхода воды дождевого паводка обеспеченностью 0,01% уровни воды в районе площадки Билибинской АЭС поднимутся на 1,6-1,9 м до абсолютной отметки 294,5 м, что ниже абсолютных отметок площадки (от 305,00 м до 350,00 м). Максимальный уровень воды в водохранилище за период наблюдений отмечался в 1989 г. и составил 339,15 м, что ниже ФПУ. В п. 6.5.3 Приложения 6 [32] указано, что низкие уровни воды отмечаются в период пересыхания (перемерзания) речных русел. Минимальный уровень воды в водохранилище отмечался 18 мая 2007 г. и составил 334,88 м. За последние 24 года минимальный уровень был отмечен в 1991 году и составил 333,34 м.

Самым низким уровнем для водохранилища принят уровень мёртвого объёма, равный 328,75 м.

В случае гидродинамической аварии во время прохождения пика паводка 0,01% обеспеченности, при уровне воды в верхнем бьефе ФПУ 340,05 м, в результате одновременного сейсмического воздействия мгновенно происходит частичное разрушение грунтовой плотины Билибинской АЭС – в её теле образуется проран шириной 50 м [32]. Поток в нижний бьеф будет вынесено 35 500 м³ грунта плотины (суглинок, содержащий до 20% гальки, гравия, дресвы, щебня). Максимальная высота волны непосредственно вблизи плотины достигнет 6 м, скорость волны прорыва составит 2,5 м/с. Заявителем в п. 6.5.2 Приложения 6 [32] отмечено, что зона затопления не захватывает территорию промплощадки Билибинской АЭС, которая находится на 30 м выше дна долины руч. Бол. Поннеурген.

Заявителем указано, что в случае повреждения ПЛК в результате воздействия волны прорыва, сточные воды будут неорганизованно стекать по естественному уклону долины, на работоспособность ПЛК в целом это никак не повлияет. Результаты расчёта параметров волны прорыва при гидродинамической аварии на ГТС Билибинской АЭС представлены во втором томе документов «Расчёт размера вреда, который может быть причинен жизни, здоровью физических лиц, имущества физических и юридических лиц в результате аварий гидротехнических сооружений Билибинской АЭС». Результаты расчётов зон затопления при аварии гидротехнических сооружений Билибинской АЭС» разработаны в 2017 году, и, в соответствии с требованиями приказа Минэнерго России, имеет гриф «секретно»».

Согласно Приложению 6 [32], п. 10.1 [32д], определение батиметрических характеристик водохранилища по съёмке 2014 г. показало, что по сравнению с проектными данными объём водохранилища при НПУ

338,30 м (мБС) увеличился на 10%, а площадь зеркала на 3%. На такие же величины прослеживаются изменения в пределах колебания уровней воды 332,0-338,3 м (мБС). При более низких горизонтах увеличение возрастает, при УМО 328,75 м (мБС) объём становится больше на 24%, площадь – на 16%. Заявителем в Приложении 6 [32] и в отчёте [32д] отмечено, что данный факт указывает на абсолютное преобладание процессов термокарста над процессами отложения в водохранилище твёрдых наносов.

Согласно п. 6.5 Приложения 6 [32] и п. 10.1 [32д], переформирование берегов водохранилища происходит, в основном, за счёт криогенных процессов (термоабразия в комплексе с солифлюкцией на надводных склонах и термокарст, осложненный термоэрозией). Прогнозная оценка максимальных величин отступления берегового уступа равна 4 - 5 м в год. Волновая деятельность ввиду малой площади водохранилища незначительна. Вместе с поступающим в водохранилище твердым стоком величина заиления дна водохранилища составит 2 мм в год. Максимальная мощность льда в 2014 г. достигла в апреле и составила (1,3-1,4) м.

Замечание

В п. 6.5 Приложения 6 [32] с изменениями по Извещению [77] не приведены сведения о результатах наблюдений за максимальными расходами и уровнями руч. Крутой, который протекает в районе самотечных водоводов, а также руч. Второй Алискеровский и руч. Третий Алискеровский. Таким образом, в ОУОБ [32, 77] не показано реальное состояние площадки АС (несоответствие требованиям пп. 3.3, 6.6 НП-064-17 и положениям п. 2.5 ПНАЭ Г-1-001-85).

(2.3-1)

Редакционные замечания

В п. 6.5 Приложения 6 [32] приведены сведения об учёте периода наблюдения только за 1989-1992 гг. и 2014 г., при этом Заявителем указано, что проанализированы данные за 24 года, но не приводятся ссылки на

документы с результатами мониторинга и рядами наблюдений (ссылки даны только на документы 1990 г.). **(2.3-2)**

В п. 6.5 Приложения 6 [32] указано, что значения абсолютных отметок территории площадки составляют $296,00 \div 343,00$ м, в п. 3.1.2 [32] – $305 \div 350$ м. Заявитель в п. 6.5 [32] принял значения отметок площадки, указанные в п. 3.1.2 [32], но не дополнил п. 6.5 [32] обоснованием, почему выбраны значения отметок, которые выше, и почему они стали выше. **(2.3-3)**

В Приложении 6 [32] с изменением по Извещению [77] не приведены сведения (несоответствие положениям п. 2.5 ПНАЭ Г-1-001-85):

- об отметке дна долины ручья Большой Поннеурген в створе площадки Билибинской АЭС, от которой следует считать отметку затопления воды при прорыве плотины (п. 6.5 Приложения 6 [32]);
- о минимальной отметке уровня воды при прорыве плотины, которую следует учитывать в мероприятиях при подаче воды на АЭС (п. 6.5.1.3 Приложения 6 [32]). **(2.3-4)**

В п. 6.5.1.2 Приложения 6 [32] указан максимальный напор 16 м, отметка гребня плотины 341,15 м, в то время как в п. 10.2 отчёта [32д] значения данных характеристик указаны как 15,4 м и 341,17 м соответственно. **(2.3-5)**

В п. 6.5.1.2 Приложения 6 [32] отмечено, что при дождевом паводке уровни поднимутся на 1,6 – 1,9 м над отметкой дна, что соответствует абсолютной отметке 294,5 м. Далее указано [32], что абсолютные отметки территории площадки составляют $305,00 - 350,00$ м. Заявителем не указано о какой отметке дна идёт речь, так как, согласно п. 6.5.2 Приложения 6 [32], отметка дна долины должна быть ниже на 30 м. Таким образом, от дна до отметки 305,00 м будет 11,6 м, а не 30 м. **(2.3-6)**

В [32д] указан срок действия декларации безопасности ГТС до 21.04.2017, сведений о новой декларации безопасности в п. 6.5 Приложения [32] не приведено. **(2.3-7)**

В ОУОБ [32] Заявителем выполнен анализ внешних воздействий в соответствии с утратившим силу нормативным документом НП-064-05, взамен которого действует НП-064-17. **(2.3-8)**

2.4. Сейсмические воздействия

В главе 5 ОУОБ [32] отмечено, что в соответствии с действовавшей ранее Картой общего сейсмического районирования территории СССР (СР-78) и СНИП-II-81 район Билибинской АЭС относился к пятибалльной зоне. Анализ сейсмических воздействий в проекте Билибинской АЭС отсутствовал. После окончания строительства и начала эксплуатации Билибинской АЭС требования по сейсмостойкости были ужесточены. В результате исследований по оценке сейсмической опасности площадки Билибинской АЭС, выполненных в период с 1983 по 1984 годы институтом «Гидропроект», с 1985 по 1993 год Московским отделением института «Атомэнергопроект» и в период с 1991 по 1992 годы ИЗК СО АН СССР было установлено ПЗ – 6 баллов, МРЗ – 7 баллов. В 1990 г., в соответствии с требованиями Норм проектирования сейсмостойких АЭС, выполнены расчёты сейсмостойкости элементов реакторной установки и показано, что в условиях принятых при разработке ОУОБ [32] значений ПЗ (6 баллов) и МРЗ (7 баллов) эти требования обеспечиваются. Разрушения, приводящие к выходу из строя систем безопасности АС, в частности, СУЗ и системы охлаждения реактора, возможны только при сейсмическом воздействии интенсивностью выше 7 баллов [32].

Полученные по данным детального сейсмического районирования, выполненного в составе инженерных изысканий и исследований 1992 г., оценки сейсмичности ПЗ и МРЗ района размещения Билибинской АЭС не

противоречили данным общего сейсмического районирования территории Российской Федерации 1999 г. – ОСР-97. Интенсивность сотрясений в баллах сейсмической шкалы MSK-64 для района по данным комплекта из трёх карт ОСР-97 составляет VI баллов с повторяемостью землетрясений 1 раз в 500 лет (ОСР-97-А) и 1 раз в 1000 лет (ОСР-97-В), и с повторяемостью 1 раз за период 5000 лет – VII баллов (ОСР-97-С) (П 6.6-61 [32]). Однако включение в раздел 3 НП-031-01 ссылки на карту ОСР-97-Д, согласно которой интенсивность МРЗ для средних грунтов площадки Билибинской АЭС составляет 8 баллов, определило актуальность выполнения дополнительных работ по уточнению сейсмичности площадки.

В результате выполнения комплекса геолого-геофизических данных, а также экспериментальных наблюдений 2002-2003 г. Институтом физики Земли Российской Академии Наук принята оценка интенсивности воздействий МРЗ на промплощадку Билибинской АЭС равная 4,8 балла и ПЗ равная 4 баллам. Данные по оценке сейсмической опасности площадки Билибинской АЭС рассмотрены и утверждены Российским Экспертным Советом по прогнозу землетрясений и оценке сейсмической опасности № 06-05-ЭЗ/34 в 2005 году. Согласно результатам целевой проверки безопасности Билибинской АЭС при экстремальных внешних воздействиях, проведенной в 2012-2013 годах окончательно было принято МРЗ – 5 баллов и ПЗ – 4 балла; (стр. 2.1-120 глава 2 [32]).

В 2012 г. АО «Концерн Росэнергоатом» было принято техническое решение по оценке сейсмичности площадки Билибинской АЭС, согласно которому при проектировании объектов на промплощадке Билибинской АЭС в части проектно-конструкторских расчётов сейсмостойкости строительных конструкций и оборудования за расчётные параметры следует принять следующие оценки [32]:

- сейсмическая интенсивность при максимальном расчётном землетрясении – 5 баллов по шкале MSK-64, максимальное ускорение грунта – 0,035 g в условиях грунтов категории II по сейсмическим свойствам;
- сейсмическая интенсивность при ПЗ – 4 балла по шкале MSK-64, максимальное ускорение грунта – 0,02 g в условиях грунтов категории II по сейсмическим свойствам.

В 2011-2013 гг. Заявителем выполнены уточнённые расчёты по вероятностному анализу сейсмической опасности на суперкомпьютере для действующих, строящихся и проектируемых АЭС. Полученные данные хорошо согласуются с результатами исследований ИФЗ РАН 2004-2005 гг. и 2010-2011 гг. Результаты проверочных расчётов показали [32], что при интенсивности VII баллов по шкале MSK-64 и максимальном ускорении 157 см/с^2 (84 % вероятность непревышения) сейсмостойкость объектов Билибинской АЭС обеспечивается. Таким образом, при заданных техническим решением 2012 г. параметрах сейсмических воздействий сейсмостойкость объектов Билибинской АЭС будет обеспечена (П 6.6-60 [32]).

Рекомендации

ОАО «Концерн Росэнергоатом» в техническом решении (2012 г.) без обоснования снижена интенсивность ПЗ и МРЗ с 6 и 7 баллов до 4 и 5 баллов по шкале MSK-64. Это противоречит результатам ДСР района, СМР площадки и картам ОСР-2015. Необоснованное снижение сейсмических воздействий на площадке Билибинской АЭС [32] вызвано:

- не использованием данных о геодинамической активности ближайших к площадке размещения АЭС геодинамических зон – потенциальных зон ВОЗ;

- учётом при оценке M_{\max} протяженности фрагмента зон ВОЗ, а не их полной длины;
- использованием при расчёте максимально возможной магнитуды землетрясения вероятностного метода, примененного в работах Kijko and Sellevoll, 1989, 1992; Pisarenko, 1991; Pisarenko et al., 1996, основанного на априорном ограничении величины M_{\max} ;
- необоснованной оценкой величины M_{\max} на основании максимальной наблюдаемой магнитуды, зарегистрированной в течение ограниченного периода наблюдений (первые десятки лет), не сопоставимого и прогнозируемой повторяемостью экстремальных событий (порядка 10000 и 100000 лет);
- при оценке M_{\max} и сейсмической опасности наклона необоснованно учитывался наклон $b = 1,0$ (стр. П.6.6-57.1 [32]) и наклон $b = 1 \div 1,2$ (стр. П.6.6-58 [32]). Согласно [5д], величина $b = 0,7$. Учёт величины $b = 0,7$ приведет к повышению M_{\max} и сейсмической опасности.

В соответствии с вышеуказанным, Заявителю рекомендуется выполнить обоснование сейсмичности района размещения площадки Билибинской АЭС с учётом карт сейсмического районирования ОСР-2015. **(2.4-1)**

В связи с вводом в действие НП-064-17 и РБ-019-18 Заявителю рекомендуется:

- в соответствии с требованиями п. 3.2 НП-064-17 выполнить повторный анализ результатов детальных инженерных изысканий и исследований района и ближнего района размещения Билибинской АЭС;
- в соответствии с требованиями п. 3.3 НП-064-17 и рекомендациями РБ-019-18 определить максимальные значения интенсивности землетрясений, вероятность их возникновения и безопасное расстояние от потенциальных источников землетрясений (зон ВОЗ) до площадки;

- в соответствии с требованиями раздела VI НП-064-17 выполнить анализ возможной активизации геодинамической и сейсмической активности по результатам мониторинговых наблюдений с учётом данных глобальных и единых государственных систем мониторинга, которые имеются на территории Российской Федерации в районе размещения Билибинской АЭС. (2.4-2)

2.5. Геологические условия района и площадки

В главе 3 ОУОБ [32] Заявителем приведено описание ситуационного и генерального планов промплощадки Билибинской АЭС. Вся информация по геологическим условиям района и площадки АЭС приведена в Приложении 6 к ОУОБ [32]. В п. 6.6.1.1 [32] указано, что район размещения Билибинской АЭС относится к центральной части Анюйского мегантиклинория – региональной складчатой структуры, входящей в Верхояно-Чукотскую область мезозоид. В составе мегантиклинория выделяется несколько более мелких структур: антиклинориев и синклинориев. Район Билибинской АЭС располагается на стыке Кепервеемского антиклинория и Поннеургенского синклинория. Обе структуры, осложненные более мелкой складчатостью, сложены терригенными отложениями триасового возраста, среди которых выделяются кепервеемская свита нижнего отдела (песчаники, алевролиты, кремнисто-хлорит-серицитовые и кремнисто-глинистые сланцы, туфы диабазов, туффиты), понеургенская свита среднего отдела (аргиллиты, алевролиты, песчаники с прослоями глинистых сланцев и алевролитов), а также пауктуваамская свита (аргиллиты, алевролиты, песчаники) и норийские отложения (алевролиты с подчиненным количеством песчаников) верхнего отдела триасовой системы.

Залегающие на коренных породах четвертичные отложения заполняют речные долины и покрывают склоны и водоразделы. Они представлены в основном аллювием, делювием, элювием и, в меньшей степени, коллювием,

пролювием и солифлюкционными отложениями, локально распространены ледниковые и водно-ледниковые отложения.

Толщи осадочных пород триаса смяты в складки северо-западного простирания и прорваны интрузиями раннего триаса и мела. Характерно широкое развитие разрывных нарушений различных рангов и кинематических типов. Выделяются [32]:

- Трансрегиональные разломы (региональные разломы XVI-XV порядков согласно РБ-019-01);
- Алучинский и Алискеровский субмеридиональные сдвиги, выделенные по геофизическим данным;
- Ярканский взброс на границе Анюйского мегантиклинория и Южно-Анюйского шовного прогиба.

Региональный разлом XV порядка – Эльвенецкий сброс (система параллельных сбросов) на юго-западной границе Раучанской впадины.

Местные разломы XIV порядка – Погынденский взбросо-сдвиг, секущий складчатые структуры и Пыркнайвеемский взброс, разграничивающий Мачваамский синклиний и Мало-Анюйский синклиний.

Внутренние разломы Анюйского мегантиклинория, разделяющие антиклинории и синклинии (местные разломы XIII порядка) включают в себя [32]:

- Энмынвеемский сбросо-сдвиг;
- Каральвеемский сбросо-сдвиг;
- Врезанный взбросо-сдвиг;
- Северный взбросо-надвиг;
- Кепервеемский взброс.

В п. 6.6.1.4 [32] приведены геологические условия площадки размещения Билибинской АЭС. В геологическом строении территории промплощадки принимают участие дочетвертичные (коренные) породы, представленные отложениями пауктуваамской свиты верхнего триаса, а также четвертичные образования различного генезиса – элювиальные, делювиальные и делювиально-солифлюкционные, техногенные (рисунки П.6.6.1.3, П.6.6.1.4 [32]).

Тектонические трещины связаны с деформациями пород в процессе складкообразования. Они характеризуются различной ориентировкой – субширотного простирания в восточной части площадки, и северо-западного – в западной. По механизму образования преобладают трещины скола и отрыва. На площадке выделяются [32] разлом IV порядка и разломы (крупные трещины) V порядка, а также трещины более высоких порядков (VI-VIII).

Разлом IV порядка прослеживается к северу от промплощадки I очереди, имеет северо-западное простирание (300°), падение на юг под углом $80-85^{\circ}$. Он является опережающим к разлому, проходящему по долине руч. Бол. Поннеурген. Зона дробления его выполнена с супесчаным (до 20%) и льдистым (до 60%) заполнителем. Мощность зоны разлома от 1,5 до 4 м [32].

Разломы (крупные трещины) V порядка имеют протяженность около 300 м – 500 м. Трещины более высоких порядков (VI-VIII) изменяются по протяженности соответственно в пределах от 30 м до 50 м, от 3 м до 5 м, от 0,3 м до 0,5 м. Разломы (крупные трещины) V порядка выражены зонами дробления, выполненными брекчией с супесчано-льдистым заполнителем (до 20%), в редких случаях зона дробления окварцована. Мощность зон дробления 0,1-1 м, участками до 3 м [32]. Зоны дробления часто по простиранию и по падению переходят в системы сближенных кулисообразных трещин, образующих зоны весьма интенсивной

трещиноватости, мощностью 1-5 м. В этих зонах модуль трещиноватости свыше 30.

Блочность массива в тектонических блоках, ограниченных разломами IV порядка характеризуется наличием трещин V-VIII порядков, группирующимся по трём системам [32].

По характеру трещиноватости в разрезе коренных пород сверху вниз выделяются три зоны (рисунки П.6.6.1.5, П.6.6.1.6, П.6.6.1.7, П.6.6.1.8 [32]). Трещины первой и второй зон являются трещинами выветривания и разгрузки, унаследовавшими направления первичной трещиноватости (диагенетической и тектонической), на которую они наложены.

Зона слабой трещиноватости пород располагается с глубины 19-36 м от кровли коренных пород. В этой зоне развиты трещины напластования, отдельности и тектонические. Коэффициент трещинной пустотности не превышает 3%, исключая тектонические разрывы, с которыми связаны зоны повышенной трещиноватости. Зоны повышенной тектонической трещиноватости прослеживаются, как правило, на всю глубину вскрытого разреза, в этих зонах коэффициент трещинной пустотности изменяется от 10%-25% в алевролитах и аргиллитах до 5%-15% в песчаниках.

В п. 6.6.1.8 [32] Заявителем приведено описание геологических условий участка плотины. Участок водохранилища расположен в 3,5 км к востоку от главного корпуса Билибинской АЭС в долине ручья Бол. Поннеурген.

Долина ручья Бол. Поннеурген на участке имеет асимметричную корытообразную форму с шириной днища от 300 м до 500 м. В нижнем бьефе существующей плотины правый борт долины крутизной от 8° до 10°, левый – от 5° до 6°, прорезан небольшими водотоками, русло ручья смещено к правому борту. В русловой части долины отмечаются небольшие острова, отмели, перекаты и плесы глубиной от 0,6 м до 1,0 м, грунт дна – гравийно-галечниковый, русловые берега крутые высотой от 0,5 м до 1,5 м.

Долина ручья Бол. Поннеурген сильно изменена техногенными процессами. Существующая земляная плотина имеет высоту 18 м (абсолютная отметка гребня 341,15 м), длина 650 м, крутизна откосов от 20° до 25°. Выше плотины расположено водохранилище длиной до 1300 м, шириной до 650 м, глубиной до 16 м. На рассматриваемом участке развиты коренные породы верхнего триаса и перекрывающие их рыхлые четвертичные образования мощностью от 4 м до 8 м. Коренные породы изучены буровыми скважинами на глубину от 20 м до 250 м.

Структурно-тектоническое строение на участке водохранилища Билибинской АЭС характеризуется наличием складчатой и разрывной тектоники в породах верхнего триаса пауктуваамской свиты. Зоны тектонических нарушений сопровождаются зонами дробления и интенсивной трещиноватости мощностью от 1 м до 20 м. Зоны дробления выполнены брекчией с льдистым заполнителем, зоны трещиноватости – сближенными трещинами с частотой от 1 см до 3 см.

По данным бурения отмечается большое количество трещин более высоких порядков (VI-VIII) протяженностью от первых метров до 100-200 м [32]. По трещинам отмечаются зеркала скольжения, заполнитель – жильный кварц, супесчано-суглинистый льдистый материал с налетами гидроокислов железа.

По результатам экспертизы замечаний нет.

2.6. Оценка геотехнического мониторинга грунтов основания, включая наблюдения за осадками и кренами зданий и сооружений

2.6.1. Оценка опорной и наблюдательной сети деформационных марок зданий и сооружений

В отчётах [14, 18д] отмечено, что геодезические наблюдения за деформациями оснований фундаментов ЗиС Билибинской АЭС выполнены

по методике и с допусками нивелирования 1 разряда. Также в отчётах [14, 18д] указано, что измерения выполнены методом геометрического нивелирования электронным нивелиром SOKKIA SDL30 заводской № 11423, при нивелировании применялась кодовая рейка BGS 40 заводской № 40019.

В разделе 4 [14] указано, что в 2018 году Заявителем разработана Программа мониторинга деформаций оснований фундаментов зданий и сооружений Билибинской АЭС, также отмечается, что в период строительства и начальный период эксплуатации геодезические наблюдения отсутствовали.

В разделе 4 [14] указано, что очередной цикл инженерно-геодезических наблюдений выполнен в 2018 году. На рис. 4.1 [14] представлена схема расположения грунтовых реперов и осадочных марок на территории площадки Билибинской АЭС. На рис. 4.2 [14] представлена схема расположения грунтовых реперов и осадочных марок на южной части Билибинской АЭС.

В отчёте [14] указано, что геометрическое нивелирование турбоагрегатов энергоблоков № 1 – 4 Билибинской АЭС проведено по 16 осадочным маркам (по четыре марки на каждом ТГ) и шести дополнительным точкам, расположенным в створе существующих марок. Измерения проводились по методике первого разряда. Схема расположения осадочных марок турбоагрегатов 1-4 приведена на рис. 4.4 [14, 18д].

В отчёте [57] отмечено, что измерения и контроль стабильности исходной высотной основы зданий и сооружений Билибинской АЭС выполнены по методике и с допусками геометрического нивелирования I класса перед каждым этапом геодезического мониторинга. Привязочные нивелирные ходы выполнены нивелированием первого разряда. Определение превышений между осадочными марками ЗиС Билибинской АЭС выполнялось по методике нивелирования II класса.

Схема нивелирных ходов на промплощадке Билибинской АЭС приведена на рисунке Б.1 Приложения Б [57]. Схема расположения осадочных марок на ЗиС Билибинской приведена на рисунке А.1 Приложения А [57]. В таблице 2 [57] приведены основные технические характеристики и допуски геометрического нивелирования, в таблице 3 [57] указаны рабочие допуски нивелирования I-IV классов. Погрешность определения высот марок не превышала 1,0 мм [57].

В подразделе 5.2 и таблице 4 [57] приведены сведения о применяемом измерительном оборудовании. Геодезические приборы аттестованы в соответствии с требованиями нормативных документов [57], что соответствует требованиям п. 6.7 НП-064-17.

В разделе 4 [57] отмечено, что очередной цикл инженерно-геодезических наблюдений выполнен в 2018 году. Опорными реперами для выполнения геодезических наблюдений фундаментов зданий энергоблока № 2 Билибинской АЭС служили 7242, 9017 и 9439. Схема расположения опорных реперов приведена на рисунке 1 [57].

В таблице 6 [57] представлены результаты геодезических измерений взаимного высотного положения опорных реперов (сравнение данных измерений 2012 г. с 2018 г.). Уравненные отметки марок заносились в ведомости по каждому зданию. СКП отметок осадочных марок не превысили 1,0 мм. Камеральная обработка данных осуществлялась в ПО «CredoНивелир 2.1.2», которое имеет сертификат соответствия, указанный в отчёте [57], что соответствует требованиям п. 6.7 НП-064-17.

Редакционные замечания

В техническом отчёте [57] не приведены высоты реперов и результаты контрольного нивелирования реперов и осадочных марок по циклам наблюдений 2017 г. и 2018 г. Приведено только сравнение результатов измерений циклов нивелирования в 2012 г. и 2018 г. Сведения о циклах

контрольного нивелирования реперов в 2016 г. и 2017 г. в отчёте [57] отсутствуют. **(2.6.1-1)**

В техническом отчёте [57] отсутствуют анализ устойчивости реперов (матрицы превышений между реперами на начальную и текущую эпоху, матрица изменения превышений между реперами) и, как следствие, обоснованный выбор наиболее устойчивого репера исходной высотной основы. **(2.6.1-2)**

В техническом отчёте [57] не приведена оценка точности геодезических наблюдений: среднее превышение по ходам; расхождение (прямо, обратно); невязка хода (полученная, допустимая) по циклам наблюдений 2012 г. и 2018 г. Заявителем не приведены СКО высоты наиболее удалённой марки и СКП осадки удалённой марки. **(2.6.1-3)**

В таблице 6 [57] отметки высот грунтовых реперов представлены с разной точностью: в 2012 г. – 0,001 м, в 2018 г. – 0,0001 м. **(2.6.1-4)**

В разделе «Введение» [14, 18д] не приведены реквизиты лицензии и сертификатов АО «НИЦ «Строительство» на право допуска и выполнения инженерно-геодезических изысканий на территории Билибинской АЭС. **(2.6.1-5)**

В разделе «Заключение» [14] не представлена информация о стабильности/нестабильности опорной высотной основы и не приведены ссылки на использованные при проведении наблюдений нормативные документы. **(2.6.1-6)**

2.6.2. Оценка осадки и крена зданий и сооружений I категории ответственности

Результаты наблюдения за осадками и кренами зданий и сооружений Билибинской АЭС I категории ответственности представлены отчётах [14, 57]. В отчёте [14] отмечено, что в связи с отсутствием результатов

геодезических наблюдений в период строительства и в начальный период эксплуатации ЗиС Билибинской АЭС, сопоставительный анализ фактических суммарных деформаций оснований фундаментов с их предельно допускаемыми значениями не проводился. Для ориентировочной сопоставительной оценки суммарных значений контролируемых деформаций (осадок, кренов), с учётом пропущенного трёхлетнего начального периода геодезических наблюдений и предположения 30% осадки в начальный период эксплуатации, приняты «условные критериальные значения деформаций» с понижающим коэффициентом 0,7. Для некоторых зданий выполнен ориентировочный прогноз динамики осадок фундаментов на три последующих года.

Согласно таблице П.5.1.8 Приложения 5 к ОУОБ [32], к зданиям и сооружениям I категории ответственности за ядерную и радиационную безопасность по ПИН АЭ-5.6 отнесены:

- реакторное отделение, включая БВ-4;
- деаэрационно-щитовое отделение

Оценка осадки и крена реакторного отделения и деаэрационно-щитового отделения

На основании результатов геодезических наблюдений 2018 года Заявителем установлено [14, 57], что за период наблюдений 1977 – 2018 гг. суммарные осадки двух деформационных блоков фундаментной плиты (РО+ДЦО) составляют минус 26,13 мм. Крен двух деформационных блоков фундаментной плиты за указанный период наблюдений составляет 0,00002. Средние скорости осадки двух деформационных блоков фундаментной плиты (РО+ДЦО) за последний цикл наблюдений составляют плюс 0,31 мм/год и минус 0,79 мм/год соответственно. Тем самым не превышает критерий стабилизации (1 мм/год), что свидетельствует о стабилизации осадки основания фундаментной плиты (РО+ДЦО). Согласно [14], анализ

значений прогнозируемых осадок показывает, что в мае 2022 года осадки основания фундаментной плиты главного корпуса не превысят значения «условной критической осадки», равной 70 мм. Заявителем отмечено [14, 57], что позитивные тенденции стабилизации осадки фундаментной плиты главного корпуса свидетельствуют об отсутствии осадочных деформаций в конструкциях и об обеспечении устойчивости здания ГК в целом.

Заявитель в Программе мониторинга деформаций оснований фундаментов зданий и сооружений Билибинской АЭС [58] отмечает, что сравнение определяющих геодезических параметров с предельно допустимыми значениями не производится, т.к. полные значения осадки и крена установить не представляется возможным ввиду отсутствия результатов систематических геодезических наблюдений в период строительства и в начальный период эксплуатации объектов. Наблюдения за деформациями основных ЗиС промплощадки Билибинской АЭС начаты позже ввода в эксплуатацию, следовательно, полные значения деформаций утрачены. Согласно таблице В.1 Приложение В к Программе [58], к зданиям и сооружениям I категории ответственности отнесены:

- главный корпус в осях 1-17/А- Д (фундаментная плита);
- фундамент турбогенератора ТГ-2 в машинном отделении;
- вентиляционная труба главного корпуса энергоблоков № 1, № 2.

Оценка осадки и деформации РО+ДЩО

Согласно таблице 14 [57], по результатам геодезических наблюдений, проведенных в 2018 году, установлены следующие фактические значения контролируемых параметров деформационного блока фундаментной плиты главного корпуса в осях А-В/1-9 (РО+ДЩО энергоблоков № 1 и № 2 Билибинской АЭС):

- значение суммарной средней осадки за период наблюдений 1977 - 2018 гг. составляет минус 26,15 мм;
- крен плиты за период наблюдений 1977 - 2018 гг. составляет 0,00002;
- средняя скорость осадки за период 2017-2018 гг., равная 0,31 мм/год, не превышает критерий стабилизации 1 мм/год;
- значение максимальной скорости осадки в 2018 г. составляет 13 мм/год (марка М1).

В отчёте [57] отмечено, что:

- в соответствии с Приложением И к СТО 1.1.1.02.009.1407-2017 за весь период эксплуатации соблюдается периодичность геодезических наблюдений (РО+ДЩО) один раз в год;
- последующие циклы геодезических наблюдений рекомендовано проводить в летний период года (июль-август).

На основании анализа результатов геодезического мониторинга в отчёте [57] Заявителем сделаны следующие выводы:

- с учётом сложившейся ситуации (отсутствия периодических геодезических наблюдений в периоды строительства-эксплуатации) главным показателем динамики развития деформаций основания деформационного блока фундаментной плиты ГК в осях А-В/1-9 (РО+ДЩО энергоблоков № 1 и № 2 Билибинской АЭС) является параметр скорости осадки, позволяющий выявить стабильность или нестабильность грунтов, ускорение или затухание деформаций оснований путём сопоставления этого показателя между циклами наблюдений (в течение 4-5 циклов подряд);
- поскольку результаты наблюдений 2014-2015 гг. отсутствуют в эксплуатационной документации, сравнение данных последующих наблюдений недостаточно для выводов о стабильности (нестабильности)

грунтов оснований, тем более что последний цикл наблюдений до 2014 года проведён в зимний период (неблагоприятный для геодезических наблюдений).

Заявителем выполнен ориентировочный прогноз динамики осадок деформационного блока фундаментной плиты ГК в осях А-В/1-9 (РО+ДЩО энергоблоков № 1 и № 2 Билибинской АЭС) на три последующие года (рисунки подраздела В.1.1 в приложении В [57]). По оценке Заявителя [57], в мае 2022 года осадки основания деформационного блока фундаментной плиты ГК в осях А-В/1-9 (РО+ДЩО энергоблоков № 1 и № 2) не превысят значения «условной критической осадки» (70 мм).

Оценка осадки и деформации фундамента турбогенератора ТГ-2 в машинном отделении

В отчёте [57] отмечено, что за период 1977 - 2018 гг. по данным геодезических наблюдений получены следующие результаты:

- средняя осадка фундаментной плиты ТГ-2 составила минус 15,35 мм;
- крен плиты – 0,00017;
- скорость осадки – + 0,95 мм/год.

В отчёте [57] на рисунках подраздела В.2.2 приложения В к [58] представлен ориентировочный прогноз динамики осадок фундамента ТГ-2 на три последующих года до мая 2022 года. Согласно прогнозу [57], имеется тенденция к некоторому увеличению осадки основания фундамента ТГ-2 по всем осадочным маркам.

Оценка осадки и деформации вентиляционной трубы ГК блоков 1, 2

В отчёте [57] указано, что измерения крена вентиляционной трубы энергоблоков № 1 и № 2 Билибинской АЭС, расположенной на кровле ГК, осуществлялось электронным тахеометром координатным способом в условной системе координат и высот. Согласно положениям п. 4.2.2

приложения Е к СО 153-34.21.322-2003, предельно допустимое значение крена вентиляционной трубы высотой 27,5 м составляет 280 мм. По данным геодезического мониторинга в 2018 году [57], крен вентиляционной трубы энергоблоков № 1, № 2 Билибинской АЭС составил 108 мм.

Заявителем отмечено [57, 58], что наиболее интенсивные осадки оснований фундаментов происходят, как правило, в периоды строительства и начала эксплуатации ЗиС (в первые 3-5 лет) и могут достигать 30-60% от предельно допустимых значений в зависимости от вида грунта, конструкции зданий и сооружений. Для здания ГК пропущен трёхлетний начальный период геодезических наблюдений, с учётом чего Заявителем предполагается для «факультативной сопоставительной оценки суммарных значений контролируемых деформаций (осадок, кренов и т.п.)» принять «условные критериальные значения деформаций», равными нормативным предельно допустимым значениям с понижающим коэффициентом 0,7 (с учётом предположения о развитии 30% предельно допустимых значений осадки в период эксплуатации). Заявитель предполагает, что в случае приближения фактических деформаций к «условным критериальным» значениям, при отсутствии стабильности показателя скорости осадки необходимо назначить специализированное обследование ГК для принятия технических решений по стабилизации (укреплению) оснований фундаментов. Условными критериальными значениями деформаций для фундаментной плиты РО, по расчётам Заявителя, будут являться крен, равный $0,001 \times 0,7 = 0,0007$ и средняя осадка, равная $100 \times 0,7 = 70$ мм.

Заявитель отметил [57], что, с учётом результатов геодезических наблюдений последнего цикла в 2018 году, можно констатировать, что суммарная осадка деформационного блока фундаментной плиты РО в осях А-В/1-9 (РО+ДЩО энергоблоков № 1 и № 2 Билибинской АЭС) за период наблюдений 1977-2018 гг., равная минус 26,16 мм, далека от «условной

критической осадки» (70 мм) и крен, равный 0,00002, не достигает «условного критического значения» (0,0007).

Замечание

В таблице 9 [57] скорость осадки фундаментов представлена значением скорости приращения осадки за цикл и составила 0 мм/год. Однако, в соответствие с положениями п. 3.80 Руководства по наблюдениям за деформациями оснований и фундаментов зданий и сооружений [43д], скорость осадок определяется как разность осадок за период наблюдений. В соответствии с положениями п. 2.6.7 СО 153-34.21.322-2003, скорость и динамика осадки должна определяться по трём циклам наблюдений. Таким образом, представленные в таблице 9 [57] результаты анализа не содержат объективных данных о значениях осадки фундаментов главного корпуса (несоответствие требованиям п. 3.7 НП-064-17). При соблюдении указанных выше требований, согласно таблице 9 [57], за период 2016 – 2018 гг. (по трём циклам наблюдений) скорость осадки составит 1 мм/год. **(2.6.2-1)**

Редакционные замечания

Рисунок 3 [57] озаглавлен как «Графики развития осадок во времени по внешним и внутренним маркам деформационного блока фундаментной плиты ГК в осях А-В/1-9 за период 1977 – 2018 годов». Однако на графиках значения осадки за 2018 год отсутствуют. **(2.6.2-2)**

Согласно отчёту [57], на рисунке 7 представлены схемы изолиний текущих скоростей приращения осадок деформационного блока фундаментной плиты ГК в осях А-В/1-9 за период 2017-2018 годов. На самом деле, на рисунке 7 [57] представлены текущие скорости приращения осадок не фундаментной плиты, а осадочных марок, установленных на плите. Таким образом, Заявителем представлена картина приращения крена фундаментной плиты по осадочным маркам. **(2.6.2-3)**

Рекомендация

Изложенные выше предположения Заявителя о «факультативной сопоставительной оценке суммарных значений контролируемых деформаций (осадок, кренов и т.п.)» [57] не обоснованы, поскольку основная осадка и формирование деформаций происходит в период строительства. Отсутствие данных геодезического мониторинга осадки и кренов фундаментов зданий и сооружений в этот период означает утрату контроля осадки и крена. Восстановлению контроль указанных выше параметров даже в форме «условной критической осадки» не подлежит. В создавшейся ситуации при мониторинге осадки и деформаций фундаментов ЗиС на Билибинской АЭС единственным контролируемым параметром геодезического мониторинга рекомендуется принимать скорость осадки. Важной задачей геодезического мониторинга в данной ситуации является контроль стабильности грунтов основания, которая может быть нарушена вследствие внешних природных и техногенных воздействий. **(2.6.2-4)**

2.6.3. Оценка осадки и крена зданий и сооружений II категории ответственности

Согласно таблице В.1 Приложения В к Программе [58], к зданиям и сооружениям II категории ответственности по ПиН АЭ-5.6 I очереди Билибинской АЭС, отнесены:

- объединённо-вспомогательный корпус;
- воздушно-конденсационные установки энергоблоков № 1, № 2;
- азотно-кислородная станция № 1 и дизель-генераторная;
- насосная станция хозяйственно-питьевой воды.

Машинное отделение

Согласно [14], в 2017 году средняя осадка колонн каркаса машинного отделения главного корпуса с момента начала наблюдений составила минус

17,6 мм. Максимальная осадка за период наблюдений составила минус 31,0 мм (машинный зал) по ряду В и не превышает допустимых значений, минимальная осадка по ряду Г – минус 7,0 мм [14, 33д]. Осадка остальных колонн колеблется [14] по ряду В – от минус 11,0 до минус 27,0 мм, по ряду Г – от минус 7,0 до минус 23,0 мм. В 2017 году наблюдался подъём отдельных марок М4 по ряду «В» на 2 мм и М13, М14 (на 1 мм), М16 (на 2 мм) по ряду «Г». Среднегодовая скорость осадок составила 0,9 мм.

Относительный крен, вычисленный для продольных осей машинного отделения «В», «Г» и поперечных осей «1» - «17» не превышает допустимых значений, согласно положениями СО 153-34.21.322-2003 (K_B - 0.00007 (восток); K_T - 0,0002 (запад); K , - 0,0002; $K_{,7}$ - 0,0009 (юг)).

Согласно [14], деформации фундаментов колонн каркаса машинного отделения главного корпуса не превышают допустимых значений.

Турбогенератор № 2

Согласно [14], за период наблюдений 1977 – 2018 гг. деформации фундаментной плиты ТГ № 2 характеризуются следующим образом:

- средняя суммарная осадка (S_{cp}) – минус 15,35 мм;
- крен – 0,00017;
- скорость осадки – +0,95 мм/год.

В отчёте [14] отмечено, что в ходе нивелирования дополнительных точек между существующими марками на фундаменте турбогенератора ТГ-2 получены исходные высотные значения для вычисления стрелы прогиба ТГ-2 в следующих циклах геодезических наблюдений.

Здание ЗРУ

Согласно [14], крены двух деформационных блоков фундаментной плиты ЗРУ за период наблюдений 1977 – 2018 гг. составили 0,00022. Средние

скорости осадки двух деформационных блоков фундаментной плиты ЗРУ за последний цикл наблюдений составили +1,72 мм/год и +1,25 мм/год.

Здание ОВК

В отчёте [14] указано, что оценить среднюю осадку и крен двух деформационных блоков фундаментной плиты ОВК по двум внешним маркам, относящимся к одному деформационному блоку в осях (012 - 014/В1-Д), не представляется возможным. Остальные осадочные марки на здании ОВК новые.

Здание радиаторных охладителей (ВКУ-1, 2)

В Программе [58] отмечено, что сооружения ВКУ-1, 2 были введены в эксплуатацию в 1973 году. Согласно [58], площадка размещения ВКУ-1, 2 характеризуется следующими инженерно-геологическими условиями:

- наличием в основании здания ВКУ-1,2 грунтов с интенсивной трещиноватостью, с включениями глин и суглинков, отличающихся при увлажнении и замораживании/оттаивании нестабильностью физико-механических и деформационных свойств (например, пучение), максимальная мощность указанных выше грунтов отмечается со стороны ГК;
- здание находится на террасированном склоне;
- имеется влияние техногенных вод чаши оттаивания.

Регулярные геодезические наблюдения за деформациями оснований фундаментов сооружения ВКУ-1, 2 начаты в 1977 г. по 11 осадочным маркам, установленным на колоннах каркаса (рисунок Б.3 [58]). В Программе [14] отмечено, что количество установленных внешних осадочных марок достаточно для проведения геодезических наблюдений.

В Программе [58] указано, что до 2016 г. геодезическим мониторингом контролировались:

- максимальная абсолютная осадка;
- средняя суммарная осадка;
- крены колонн.

Начиная с 2016 г. геодезическим мониторингом контролируются [58]:

- максимальная абсолютная осадка;
- относительная разность осадки фундаментов сооружения ВКУ-1, 2, имеющего конструктивную схему в виде стальных рам без заполнения.

Согласно разделу 1.1.12 [14], фундаменты устроены следующим образом, в центральной части сооружения, в осях 2-4/А-И располагается внутри стоящее сооружение с подземной частью. Конструктивная схема сооружений – каркасно-связевая, в виде многопролетной металлической рамы. Фундаменты – железобетонные, монолитная плита и сборные из блоков для встроенных помещений, отдельно стоящие под колонны.

Согласно [14], условными критериальными значениями деформаций оснований фундаментов сооружения ВКУ-1, 2 приняты осадка – 84 мм и относительная разность осадки – 0,004. Согласно данным геодезических наблюдений, выполненных в 2018 году [14]:

- максимальная осадка фундаментов за период наблюдений 1977- 2018 гг. составила минус 53,0 мм (марка М10);
- значения относительной разности осадки изменяются от 0 (между марками М3 – М4) до 0,0027 (между марками М9 – М10).

В отчёте [14] представлен прогноз осадки оснований фундаментов сооружения ВКУ-1, 2 на три последующих года (до мая 2022 года). Анализ значений прогнозируемых осадок показал, что в мае 2022 года осадки фундаментов сооружения ВКУ-1, 2 не превысят значения «условной критической осадки» (84 мм).

Здание АКС-1 с дизель-генераторной

В Программе [58] указано, что здание АКС № 1 состоит из основной части и двух пристроев, выполненных в аналогичных с основным зданием конструкциях. Пристрой отделён от основного здания деформационным швом. Фундаменты под несущие стены здания АКС № 1 с дизель-генераторной ленточные, выполнены кладкой из бетонных блоков с устройством противоосадочных монолитных армированных поясов жёсткости по верхнему и нижнему обрезах фундаментов. Основанием фундаментов АКС № 1 с дизель-генераторной являются глинистые сланцы.

В Программе [58] отмечено, что дата ввода в эксплуатацию АКС № 1 с дизель-генераторной 01.12.1973. Геодезические наблюдения были начаты в 1977 г.

Согласно [14], условными критериальными значениями деформаций основания фундамента здания АКС-1 приняты средняя осадка – 70 мм и относительная разность осадки 0,0024. Суммарная средняя осадка за период наблюдений 1977 – 2018 гг. составила минус 55,18 мм и не достигает «условного критериального» значения осадки (70 мм).

Относительная разность осадки фундамента здания АКС-1 в 2018 году составила 0,0028 (максимальная) по маркам М2 – М3 и превышает предельно допустимое значение 0,0024, что может указывать на погрешности измерений осадок в зимний период (ноябрь 2018 г.), т.к. осадочные трещины в строительных конструкциях здания АКС-1 в месте расположения марок М2 – М3 не наблюдаются.

Анализ значений прогнозируемых осадок показывает [14], что в мае 2022 года суммарные средние осадки основания фундамента здания АКС-1 не превысят «условного критического» значения осадки (70 мм).

Здание хозяйственно-питьевой насосной

Производственное здание ХПН расположено на Южной площадке

Билибинской АЭС за охраняемым периметром и предназначено для обеспечения технического, в том числе противопожарного водоснабжения станции. Фундаментом здания ХПН является монолитная железобетонная фундаментная плита.

Согласно [14] наблюдения за осадкой фундамента здания ХПН начаты в 2012 году. В 2018 году проведен первый цикл наблюдений. В [14] отмечено, что геометрическое нивелирование здания ХПН проведено по шести осадочным маркам, из них две новые марки, установленные в 2018 году. Измерения проводились по методике первого разряда. Согласно результатам геодезических наблюдений 2018 года [14] средняя осадка фундаментной плиты здания ХПН составляет +0,42 мм, относительный крен – 0,00002. Скорость осадки фундаментной плиты здания ХПН за период наблюдений 2012 – 2018 гг. составляет 0,07 мм/год. В [14] указано, что последующие циклы геодезических наблюдений следует производить с периодичностью один раз в год в летний период.

Рекомендации

Согласно [58], контроль непревышения проектных и предельно допустимых значений осадки и относительной разности осадки фундаментов сооружения ВКУ-1, 2 геодезическим методом утрачен. Заявителю рекомендуется выполнять мониторинг с помощью единственного контролируемого параметра, которым является скорость осадки фундаментов сооружения ВКУ-1, 2. **(2.6.3-1)**

В отчёте [14] указано, что значение максимальной скорости осадки ВКУ-1, 2 за период 2017-2018 гг. составило +3,7 мм/год (марка М6), и значение средней скорости осадки по 11 маркам за период 2017 – 2018 гг. составляет +1,19 мм/год. При этом согласно Программе [58], площадка размещения ВКУ-1, 2 характеризуется сложными инженерно-геологическими условиями. Заявителю рекомендуется провести комплексный анализ

стабильности грунтов основания сооружения ВКУ-1, 2 с учётом результатов геодезического мониторинга и разработать необходимые компенсирующие мероприятия. **(2.6.3-2)**

2.6.4. Оценка осадки и крена общестанционных вспомогательных зданий и сооружений

Согласно таблице П.5.1.8 Приложение 5 к ОУОБ [32], к общестанционным вспомогательным зданиям и сооружениям II категории ответственности за ядерную и радиационную безопасность по ПИН АЭ-5.6 отнесены:

- хранилище жидких радиоактивных отходов;
- хранилище сухих радиоактивных отходов;
- плотина.

В разделах 1.2.48, 1.2.49, 1.2.50, 1.2.51 [14] приведены характеристики следующих сооружений:

- хранилище жидких отходов (ХЖО);
- хранилище сухих отходов (ХСО);
- хранилище слабоактивных твёрдых радиоактивных отходов № 1 (ХСТРО № 1);
- хранилище слабоактивных твёрдых радиоактивных отходов № 2 (ХСТРО № 2);
- хранилище отработанного слабоактивного оборудования № 1, в том числе гараж спецтехники (ХОСО № 1);
- хранилище отработанного слабоактивного оборудования № 2, в том числе гараж спецтехники (ХОСО № 2).

Согласно разделу 5.3 [14], по результатам комплексного обследования ЗиС Билибинской АЭС, выполненного в 2016 году с целью оценки

технического состояния и остаточного ресурса строительных конструкций выявлено шесть зданий, в том числе ХОСО № 1, находящихся в ограниченно-работоспособном состоянии и требующих выполнения неотложных мероприятий.

Согласно разделу 1.1.1 [14], фундаментами ХОСО № 1 являются железобетонные сваи. В разделе 4.7 [14] отмечено, что наблюдения за деформациями оснований начаты в 2012 году. В 2018 году оценка деформаций основания зданий ХОСО № 1 выполнена по двум маркам и может служить для приближенной оценки динамики деформаций. Для остальных марок получены исходные значения высотных отметок осадочных марок для последующих наблюдений.

В [14] отмечено, что здание ХОСО № 2 подвергается воздействию надмерзлотных склоновых вод. Несмотря на то, что мощность водоносного горизонта в районе здания невелика, посадка здания ХОСО № 2 ниже уровня земли обуславливает воздействие на него грунтовых вод. В [14] указано, что геометрическое нивелирование осадочных марок ХОСО № 2 произведено по четырём осадочным маркам. В 2018 году оценка деформаций основания здания ХОСО № 2 выполнена только по двум маркам и может служить для приближенной оценки динамики деформаций. Для двух других марок получены исходные значения высотных отметок осадочных марок для последующих наблюдений. Деформации зданий ХОСО № 2 носят нестабильный характер, о чем свидетельствует средняя скорость приращения осадки за последний цикл наблюдений, равная 4,95 мм/год [14].

Согласно Программе [58], плотина Билибинской АЭС – земляная (грунтовая) «талого типа», как водоподпорное сооружение, находится в 3,5 км выше по ручью от Билибинской АЭС и представляет собой земляную насыпь (рисунок Б.7 [58]).

Согласно Программе геодезических наблюдений от 1989 г. [46д], на обоих берегах плотины были заложены грунтовые реперы № 99, 100 и 101 государственной сети (рисунок 10 в п. 6.2.6 Программы [46д]). На период 2018 г. сохранился только грунтовый репер № 99, грунтовые реперы № 100 и 101 деформированы вследствие пучения.

Контроль величин деформаций плотины осуществляется по величине осадки, ежегодно фиксируемой при нивелировании по установленным через 50 м 14 грунтовым реперам на гребне плотины [59, 45д], заложенным в 1989 году.

В Программе [58] отмечено, что последние геодезические наблюдения за осадками гребня плотины проведены в 2017 г. Согласно Акту № 15-466-17/А от 08.08.2017 геодезического обследования реперов гребня плотины Билибинской АЭС, фактические отметки гребня плотины варьируются от 341,350 м в правобережной части плотины (ПК1-10) до 340,109 м в центральной части (ПК4+70). Наибольшие осадки за период наблюдений 1989-2017 гг. (300,8 мм) произошли на правобережном участке плотины (ПК2+10), на участке левобережного сопряжения осадки достигли величины 177 мм (ПК6+70), в центральной части плотины осадка гребня увеличилась до 208 мм (ПК3+60).

Согласно [32, 59], в декларации безопасности ГТС Билибинской АЭС отмечено, что данные геодезической съемки за весь период наблюдений, начиная с 1989 г, свидетельствуют об отсутствии опасных тенденций в развитии осадок и деформаций плотины, отметки реперов, установленных на гребне, не превышают критериальные значения, что соответствует требованиям действующих норм и правил.

По результатам экспертизы замечаний нет.

Выводы и предложения по разделу 2

1. Обоснование достаточности опорной и наблюдательной сети деформационных марок зданий и сооружений для геодезического мониторинга деформаций оснований фундаментов зданий и сооружений Билибинской АЭС [14, 57] соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.
2. Оценка осадки и крена зданий и сооружений энергоблока № 2 Билибинской АЭС I и II категории ответственности за ядерную и радиационную безопасность по ПиН АЭ-5.6 [14, 32, 57, 58] выполнена в соответствии с требованиями федеральных норм и правил в области использования атомной энергии. Отмеченные при экспертизе несоответствия требованиям п. 3.7 НП-064-17 в части геодезических наблюдений за осадкой и деформациями фундамента главного корпуса не оказывают влияния на вывод о безопасности эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период повторного дополнительного срока.

Согласно Программе [58], площадка размещения ВКУ-1,2 характеризуется сложными инженерно-геологическими условиями, в связи с этим Заявителю рекомендуется выполнить анализ стабильности грунтов основания сооружения ВКУ-1,2 с учётом результатов геодезического мониторинга и разработать компенсирующие мероприятия, руководствуясь перечнем А Приложения № 8 к НП-064-17.

3. Оценка осадки и крена зданий и сооружений общестанционного назначения Билибинской АЭС [14, 32, 58, 59] выполнена в соответствии с требованиями федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.
4. Анализ воздействий природного происхождения и геологических условий района и площадки энергоблока № 2 Билибинской АЭС [32]

соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.

5. Анализ источников потенциально возможных аварий техногенного происхождения [32] на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС в период повторного дополнительного срока эксплуатации соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии за исключением несоответствия требованиям п. 3.3 НП-064-17 (не представлены результаты анализа аэрологических условий района и площадки размещения Билибинской АЭС).
6. Обоснование интенсивности сейсмических воздействий на энергоблок № 2 Билибинской АЭС [32] соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии. В связи с вводом в действие новых нормативных документов НП-064-17 и РБ-019-18 Заявителю рекомендуется выполнить повторный анализ сейсмичности площадки размещения Билибинской АЭС.
7. Анализ гидрологических и гидротехнических условий площадки Билибинской АЭС [32] не соответствует требованиям пп. 3.3, 6.6 НП-064-17 (в ОУОБ [32] не показано актуальное состояние площадки АС).
8. Заявителю предлагается учесть замечания и принять во внимание рекомендации данного раздела настоящего Экспертного заключения.

3. Вопросы эксплуатации энергоблока в период повторного дополнительного срока эксплуатации

3.1. Эксплуатационный персонал

В соответствии с рекомендациями п. 2.7.1.1 РБ-001-05, в разделе П.7.1 Приложения 7 к ОУОБ [32] и в документе [13] представлена информация об организационно-функциональной структуре управления Билибинской АЭС, о системе подбора, подготовки и поддержании квалификации персонала, действующей на Билибинской АЭС, об ответственности и функциях, выполняемых руководящим и оперативным персоналом АЭС.

В соответствии с требованиями пп. 1.2.26, 4.3.1 НП-001-15, в таблице П.7.1.2-2 Приложения 7 к ОУОБ [32] представлены минимальные требования к количеству и составу оперативного персонала и требования к его квалификации. Следует отметить, что минимальные требования к количеству и составу персонала энергоблока № 2 Билибинской АЭС оценены в Экспертном заключении [4д], где сделан вывод о соответствии обоснования минимально необходимого количества и состава персонала энергоблока требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.

В соответствии с рекомендациями п. 2.7.1.1.2 РБ-001-15, в разделе П.7.1.2.5 Приложения 7 к ОУОБ [32] и отчёте [13] представлены сведения об учебно-тренировочном подразделении, функционирующем на Билибинской АЭС, его оснащённости техническими и методическим средствами обучения, эксплуатационной документацией. Согласно [13, 32], УТП имеет в своем составе аналитический тренажёр и полностью обеспечено необходимыми учебными пособиями и материалами, включая эксплуатационную документацию энергоблока, что соответствует требованиям п. 1.2.27 НП-001-15.

В разделе П.7.1.2.5 [32] отмечено, что составным элементов подготовки является формирование у персонала Билибинской АЭС культуры безопасности, что соответствует требованиям п. 4.3.4 НП-001-15. Согласно [32], на Билибинской АЭС разработано и введено Положение о совете по культуре безопасности Билибинской АЭС (БиАЭС 1.3.2.02.999.11.168), где в Приложении 3 приведены индикаторы по культуре безопасности в области подготовки персонала.

В разделе П.7.1.2.7 [32] представлена информация о подготовке персонала Билибинской АЭС к действиям при проектных и запроектных авариях. Согласно ОУОБ [32], для этих целей на Билибинской АЭС проводятся периодические противоаварийные тренировки, в рамках которых проводится отработка действий при нарушениях нормальной эксплуатации, предаварийных ситуациях и авариях, что соответствует требованиям п. 4.3.10 НП-001-15 и п. 4.12 НП-082-07.

В соответствии с рекомендациями п. 2.7.1.1.2 РБ-001-05, в п. 4.2.8 [13] представлена информация об укомплектованности Билибинской АЭС оперативным персоналом по состоянию на 01.09.2018. Согласно [13], Билибинская АЭС укомплектована оперативным персоналом на 92,31% (156 человек фактически на 169 мест по штатному расписанию).

Для актуализации указанной выше информации по укомплектованности энергоблока № 2 оперативным персоналом Заявителем представлена справка [50], утвержденная главным инженером Билибинской АЭС, согласно которой энергоблок № 2 Билибинской АЭС по состоянию на 01.07.2019 укомплектован оперативным персоналом на 96,55 % от штатного расписания (140 человек фактически на 145 мест по штатному расписанию), что составляет 114,75 % от минимальной численности персонала, необходимой для безопасной эксплуатации энергоблока (122 человека).

Извещением [73] в раздел П.7.1 Приложения 7 к ОУОБ [32] внесены следующие изменения:

- добавлены актуализированные схемы организационно-функциональной структуры управления Билибинской АЭС и центрального аппарата АО «Концерн Росэнергоатом» (соответствие требованиям п. 1.2.26 НП-001-15);
- добавлена таблица 7.1.1.1-1, в которой представлены минимальные требования к количеству и составу оперативного персонала энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС (соответствие требованиям п. 4.3.1 НП-001-15). Внесение указанной таблицы отражает актуальное состояние Билибинской АЭС (соответствие требованиям п. 1.2.8 НП-001-15), поскольку изменения внесены с учётом остановленного для вывода из эксплуатации энергоблока № 1. Численные значения количества оперативного персонала, минимально необходимого для безопасной эксплуатации энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС, указанные в данной таблице, не отличаются от указанных в таблице П.7.1.2-2 Приложения 7 к ОУОБ [32], оценка которых приведена выше;
- добавлены сведения о двух подразделениях, входящих в организационно-функциональную структуру Билибинской АЭС – группа использования опыта эксплуатации и расследования нарушений, и старший инспектор по пожарной безопасности с указанием их обязанностей (соответствие требованиям п. 1.2.8 НП-001-15 и рекомендациям п. 2.7.1.1 РБ-001-05).

Извещение [73] согласовано с разработчиками проектов АС и РУ, и утверждено эксплуатирующей организацией, что соответствует требованиям п. 1.2.8 НП-001-15.

Рекомендация

Заявителю рекомендуется определить из числа руководящего персонала Билибинской АЭС и указать в ОУОБ [32] ответственных за формирование и поддержание культуры безопасности в соответствии с требованиями п. 1.2.21 НП-001-15. **(3.1-1)**

3.2. Организация технической поддержки, текущего ремонта и обслуживания систем, важных для безопасности, для периода повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока

В соответствии с рекомендациями п. 2.7.1.2 РБ-001-05 в разделе 6.2.2.7 ОУОБ [32] представлены результаты технического обслуживания и ремонта. Настоящий раздел, как указано Заявителем, разработан на основании годовых отчётов по оценке состояния безопасности при эксплуатации энергоблоков Билибинской АЭС и охватывает состояние ТОиР за период 2012 г. по 2017 г.

Ремонт основного оборудования проводится в соответствии с графиком ППР, периодичность ремонта оборудования и систем энергоблока, отчётные документы, а также ответственные лица определены в Регламенте ТОиР [16] с изменением по Извещению [61].

В соответствии с рекомендациями п. 2.7.1.2 РБ-001-05, в разделе П.7.1.4 Приложения 7 к ОУОБ [32] приведены следующие сведения:

- организационная структура служб технической поддержки эксплуатации, включая ремонтные подразделения и службы материально-технического обеспечения;
- эффективность существующей организационной структуры системы учёта и анализа причин отказов в работе оборудования, обобщения опыта эксплуатации, усовершенствования на их основе должностных и эксплуатационных инструкций, планов реконструкции и модернизации энергоблока;

- обеспечение техники безопасности, документирование результатов и не показано, что при составлении планов обслуживания и ремонта учитывается собственный опыт, опыт других АС, а также рекомендации заводов-изготовителей;
- описание системы подготовки и повышения квалификации ремонтного персонала;
- информация о наличии соответствующих средств контроля, ремонтной оснастки, сменного оборудования и материалов, запасных частей и т.д.

В соответствии с рекомендациями п. 2.7.1.2 РБ-001-05, в разделе 6.2.2.7 ОУОБ [32] указаны подразделения, осуществляющие техническую поддержку эксплуатации Билибинской АЭС, и определены закрепленные за ними функции.

Плановые и неплановые ремонты на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС, выполненные за период с 2012 г. по 2017 г., отражены в таблице 6.2.2.7.1.1 [32]. Приёмка оборудования из ремонта, оценка его технического состояния после ремонта и оценка качества выполненных ремонтных работ производятся в соответствии с положениями СТО 1.1.1.01.0069-2017. В соответствии с требованиями п. 4.20 НП-082-07, в разделе 6.2.2.7 ОУОБ [32] указано, что ремонт при отказах или ухудшении состояния оборудования включает в себя проверку (испытания) оборудования на работоспособность после ремонта.

Согласно разделу 6.2.2.7 ОУОБ [32], уровень технического обслуживания и ремонта систем, важных для безопасности, может быть охарактеризован как удовлетворительный, позволяющий обеспечить приемлемые показатели работы оборудования в межремонтные периоды.

Рекомендация

Раздел 6.2.2.7 ОУОБ [32] рекомендуется дополнить ссылкой на раздел П.7.1.4 Приложения 7 к ОУОБ [32], где представлено полное описание организации технической поддержки, текущего ремонта и обслуживания (включая материально-техническое обеспечение). **(3.2-1)**

3.3. Контроль работоспособности систем, важных для безопасности

В соответствии с рекомендациями п. 2.7.2.2 РБ-001-05, в разделе 6.2.2 ОУОБ [32] представлено описание контроля работоспособности и состояния систем и оборудования, важных для безопасности, включающее:

- условия работы систем и оборудования;
- организацию контроля, испытаний, проверок, перечень руководящих документов;
- данные по износу оборудования и систем;
- контроль материалов;
- контроль состояния зданий и сооружений;
- процедуру выявления недостатков и их влияние на безопасность;
- обобщенные результаты технического обслуживания и ремонта.

Согласно подразделу 6.2.2.1 ОУОБ [32], условия (температура, окружающий воздух, влажность, воздействие ИИ, агрессивных сред), в которых находится оборудование по месту его расположения, полностью соответствуют проектным и техническим условиям на оборудование. Уточнённые данные по условиям работы всего оборудования Билибинской АЭС приведены в отчёте по комплексному обследованию [24].

В подразделе 6.2.2.2 ОУОБ [32] представлен перечень эксплуатационных документов, программ проверок на соответствие проектным характеристикам, в соответствии с которым выполняются

эксплуатационные проверки (испытания) систем, важных для безопасности. Результаты проверок и испытаний, как утверждает Заявитель, свидетельствуют о стабильности характеристик систем и их надёжности. Анализ документации, регистрирующей результаты испытаний, систем и оборудования, важных для безопасности, позволяет сделать обобщенный вывод о соответствии характеристик систем и оборудования, важных для безопасности, требованиям проектной документации и их работоспособность. На Билибинской АЭС существует метрологический надзор за состоянием и применением средств измерений, который осуществляет отдел метрологии. Силами отдела метрологии и организациями, аккредитованными в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации на проведение поверки средств измерений, проводится поверка СИ.

Согласно подразделу 6.2.2.3 ОУОБ [32], на Билибинской АЭС проводится контроль износа оборудования путём проведения обследования (испытаний) и оценки технического состояния по специальным частным программам. Результаты обследования оформляются самостоятельными (частными) отчётами, которые содержат описание и проектное назначение систем, подробную информацию об обследованных элементах и системах: назначении и составе оборудования; режимах и условиях эксплуатации; остаточном ресурсе и текущем техническом состоянии элементов; выполненных модернизациях и заменах; о системе ТОиР и других мероприятиях. На основании результатов обследования систем и элементов систем энергоблока № 2 Билибинской АЭС было установлено [24]:

- фактическое техническое состояние элементов, оборудования, систем, строительных конструкций, зданий и сооружений и соответствие их требованиям эксплуатационной, проектно-конструкторской,

нормативной документации с учетом внесенных в период эксплуатации изменений;

- для оборудования, достигшего в период эксплуатации предельного состояния, обеспечена возможность восстановления работоспособности или проведения своевременной замены;
- управление ресурсными характеристиками систем и элементов осуществляется в соответствии с Программой управления ресурсными характеристиками систем и элементов, важных для безопасности, энергоблока № 2 Билибинской АЭС. № ПРГ 1.2.2.15.012.040-2018 с изменением № 1 [26].

Для элементов, важных для безопасности, ресурс которых обеспечивается периодическим техническим обслуживанием и ремонтом, переназначение ресурсных характеристик проведено в составе действующей системы планово-предупредительных ремонтов. Для незаменяемых и невосстанавливаемых элементов, важных для безопасности, выполнено обоснование переназначения ресурсных характеристик.

В подразделе 6.2.2.4 ОУОБ [32] представлено описание организации и выполнения контроля состояния основного металла, сварных соединений и наплавленных поверхностей. Рабочая программа контроля металла разработана в соответствии с требованиями ФНП и на основании Типовой программы ТПРГ 1.1.3.09.1440-2018 «Контроль состояния основного металла, сварных соединений и других элементов энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период дополнительного срока эксплуатации», что соответствует требованиям п.26 НП-084-15 [17] с изменениями по Извещению [60].

Согласно подразделу 6.2.2.5 ОУОБ [32], на Билибинской АЭС организован контроль состояния и безопасной эксплуатацией зданий и сооружений. В подразделе представлены основные обязанности группы

технического надзора ПТО при осуществлении технического контроля. Техническое состояние производственных зданий и сооружений контролируется путем проведения технических осмотров и обследований. Технические осмотры зданий и сооружений подразделяются на очередные (общие и частичные), внеочередные (общие и частичные), текущие. Технические осмотры необслуживаемых помещений ЗКД проводятся во время останова блока, с соблюдением правил радиационной безопасности. По результатам технического осмотра оформляется акт. Также в процессе эксплуатации проводится периодический контроль подкрановых путей по данным визуальных осмотров и инструментальных наблюдений. Результаты обследования оформляются актом с приложением к нему исполнительных схем.

В таблице 6.2.2.6-1 [32] представлены данные о нарушениях работоспособности систем, важных для безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС за период с 01.01.2009 по 31.12.2017. По всем указанным нарушениям был проведен анализ причин их возникновения и оценка влияния на безопасность, указаны принятые меры. Все нарушения имеют уровень «0» по шкале INES.

Обобщенная оценка результатов технического обслуживания и ремонта представлена в подразделе 6.2.2.7 ОУОБ [32]. После выполнения комплекса работ по оценке технического состояния и остаточного ресурса элементов энергоблока № 2 Билибинской АЭС, в рамках подготовки энергоблока к дополнительному сроку эксплуатации Заявителем разработан Регламент контроля технического состояния элементов энергоблока № 2 Билибинской АЭС [25]. Для разработки Регламента [25] также использовалась программа управления ресурсными характеристиками энергоблока № 2 Билибинской АЭС [26]. Регламент [25] предназначен для организации, планирования и выполнения работ по установленному дополнительному контролю технического состояния элементов и систем энергоблока № 2 Билибинской

АЭС в период дополнительного срока эксплуатации. Регламент [25] содержит:

- перечень элементов, для которых в соответствии с условиями продления, приведенными в решениях (технических решениях) о возможности, сроках и условиях дальнейшей эксплуатации, необходимо проведение дополнительного (к регламентному эксплуатационному контролю) контроля технического состояния в период ДСЭ;
- основные повреждающие факторы, механизмы старения, определяющие параметры и критерии предельных состояний элементов;
- перечень параметров контроля технического состояния элементов;
- критерии допустимых значений определяющих параметров элементов;
- методы, объёмы и периодичность контроля технического состояния элемента.

Результаты работ по Регламенту контроля технического состояния [25] оформляются протоколами в соответствии с требованиями нормативной документации и в установленном на Билибинской АЭС порядке.

По результатам экспертизы замечаний нет.

3.4. Управление ресурсом оборудования энергоблока № 2 для периода повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока

3.4.1. Общие положения и методология управления ресурсом оборудования и трубопроводов энергоблока

Общие положения и методология управления ресурсом оборудования и трубопроводов энергоблока № 2 Билибинской АЭС приведены Заявителем во Введении и в разделе 3 Программы управления ресурсом с изменением № 1 [26]. Согласно [26], начиная с 2005 года, в рамках исполнения условий

действия лицензий на эксплуатацию энергоблока, а также во исполнение требований и рекомендаций руководящих документов эксплуатирующей организации, на Билибинской АЭС реализуется комплекс мероприятий по управлению ресурсными характеристиками. Особое внимание уделялось работам по управлению ресурсными характеристиками невосстанавливаемых систем и элементов, таких как:

- металлоконструкции реактора;
- строительные конструкции главного корпуса;
- графитовая кладка реактора;
- барабан-сепаратор реакторной установки;
- трубопроводы ОЦК реакторной установки.

В [26] отмечено, что был расширен штат работников структурного подразделения Билибинской АЭС, занимающегося управлением ресурсными характеристиками (планирование, организация работ, приёмка выполненных работ от специализированных организаций, отчётность). Для энергоблока № 2 Билибинской АЭС была разработана и введена в действие Программа управления ресурсными характеристиками систем и элементов, важных для безопасности [26]. Программа [26] разработана в соответствии с требованиями НП-096-15, документов эксплуатирующей организации и рекомендациями Международного агентства по атомной энергии NS-G-2.12.

Программа [26] предназначена для предупреждения повреждений оборудования и трубопроводов энергоблока № 2 из-за деградации и негативных эффектов старения конструкционных материалов и самих конструкций на завершающем этапе эксплуатации Билибинской АЭС.

Согласно [26], состав работ по управлению ресурсными характеристиками включает:

- отбор элементов, подлежащих управлению ресурсом и включению в Программу [26] для выполнения работ по оценке старения;
- сбор, систематизация и анализ данных, необходимых для выполнения работ по управлению старением элементов;
- оценку технического состояния и остаточного ресурса элементов;
- изучение и мониторинг процессов старения элементов;
- определение способов мониторинга ресурсных характеристик в процессе эксплуатации;
- разработку и выполнение организационно-технических мероприятий для сдерживания деградации элементов вследствие их старения;
- оценка эффективности работ по Программе [26];
- разработку и реализацию мероприятий по совершенствованию работ по управлению старением;
- документальное сопровождение работ по управлению ресурсом элементов.

В Программе [26] отмечено, что её целями являются:

- обеспечение безопасности энергоблока в соответствии с требованиями норм и правил в области ядерной, радиационной, технической, пожарной и экологической безопасности;
- обеспечение сохранения требуемых функций безопасности систем и элементов энергоблока № 2 Билибинской АЭС с учётом изменений, которые происходят со временем и в процессе эксплуатации;
- обеспечение требуемого технического состояния, ресурсных характеристик и требуемой надежности элементов и систем энергоблока № 2 Билибинской АЭС;

- своевременное выполнение мероприятий по мониторингу технического состояния элементов и систем;
- обеспечение периодической оценки соответствия текущих значений ресурсных характеристик элементов требованиям, установленным в нормативной, проектно-конструкторской и эксплуатационной документации.

Приведенный выше состав Программы [26] соответствует требованиям п. 11 НП-096-15.

Редакционное замечание

Приведенные в Программе [26] цели управления ресурсом являются некорректными, т.к. управление ресурсом никак не связано с пожарной безопасностью и практически не связано с экологической безопасностью, и незначительно связано с надёжностью. Например, недопустимая течь через прокладку может привести к отказу оборудования (показатель надёжности), но на ресурс оборудования эта течь не влияет. **(3.4.1-1)**

3.4.2. Оборудование и трубопроводы реакторно-турбинного цеха

Подходы Заявителя к управлению ресурсом оборудования и трубопроводов реакторно-турбинного цеха энергоблока № 2 Билибинской АЭС приведены Заявителем в разделах 4 – 7 в Приложениях А и А1 Программы управления ресурсом [26]. Согласно [26], в перечень элементов, подлежащих управлению ресурсом, включены оборудование и трубопроводы реакторно-турбинного цеха, рекомендованные руководствами по безопасности РБ-132-17, РБ-131-17 и РБ-133-17.

В [26] отмечено, что в перечень элементов, ресурсные характеристики которых подлежат мониторингу, включено оборудование и трубопроводы из перечня по управлению ресурсом, для которых в процессе эксплуатации или продления срока службы выявлены негативные структурные изменения

конструкционных материалов или самих конструкций и назначены методы по мониторингу, ослаблению и/или устранению деградации.

Перечень оборудования и трубопроводов энергоблока № 2 Билибинской АЭС, подлежащих управлению ресурсом приведен в Приложениях А и А1 к Программе [26]. Согласно [26], выполняется следующие работы по выявлению элементов подлежащих управлению ресурсом:

- периодический сбор, анализ и систематизация данных о выявленных дефектах, отказах, отклонениях от нормальных условий эксплуатации посредством анализа следующей документации;
- рассмотрение мероприятий (при их наличии) по мониторингу, ослаблению, исключению деградации конструкционных материалов оборудования и трубопроводов;
- при наличии мероприятий по мониторингу, ослаблению, исключению деградации определяются критические элементы (зоны, составные части), которые определяют техническое состояние элемента или влияют на него;
- для каждого элемента (критического элемента), для которых назначены мероприятия, проводится анализ всех механизмов старения данного элемента и определяется вклад каждого механизма старения в общий процесс;
- определяются предельные значения параметров, характеризующих техническое состояние.

В [26] отмечено, что для оборудования и трубопроводов, подлежащих управлению ресурсом в соответствии с требованиями НП-096-15, в случае отсутствия ресурсных характеристик и прекращения деятельности разработчика (изготовителя), должно быть выполнено обоснование и установление (восстановление) ресурсных характеристик. В таблице 4.1

Программы [26] приведены все потенциально-возможные механизмы деградации оборудования и трубопроводов.

В [26] указано, что предварительным и обязательным условием выполнения процедур по мониторингу ресурсных характеристик, подлежащих управлению ресурсом, является мониторинг фактических условий эксплуатации, для чего осуществляется контроль основных параметров (перечень параметров приведен в Программе [26]).

Согласно [26], на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС выполняются периодические оценки фактического состояния оборудования и трубопроводов и их остаточного ресурса с учётом технического состояния, фактических характеристик материалов, параметров нагружения, условий эксплуатации.

В Программе [26] отмечено, что эксплуатационный контроль металла тепломеханического оборудования и трубопроводов на Билибинской АЭС осуществляется в соответствии с требованиями НП-089-15 и НП-084-15.

Редакционные замечания

В таблице 4.1 [26] некорректно указаны механизмы старения и деградации. Например, коррозия металла является механизмом деградации металла, а не его старения. Усталость также является механизмом деградации. **(3.4.2-1)**

В разделе 5 [26] указаны некорректные формулировки подходов к управлению ресурсом, в частности:

- надёжность тепломеханического оборудования не имеет никакого значения к ресурсным характеристикам;
- основные ресурсные характеристики невозможно измерить – они определяются только на основании расчётов (например, накопленное

повреждение металла вследствие циклически повторяющихся нагрузок).
(3.4.2-2)

Рекомендации

Рекомендуется указать в Программе [26] ресурсные характеристики основного тепломеханического оборудования реакторно-турбинного цеха.
(3.4.2-3)

Рекомендуется в Программе [26] и в приложениях к ней привести величины остаточного ресурса всех рассмотренных элементов основного тепломеханического оборудования реакторно-турбинного цеха.
(3.4.2-4)

Рекомендуется в разделе 4 [26] откорректировать описание подхода к управлению ресурсом. Следует указать, что управлению ресурсом подлежат:

- все единицы оборудования и трубопроводов, отнесённые в проекте энергоблока АС к элементам 1 класса безопасности;
- все единицы оборудования единичного и мелкосерийного производства, и референтные единицы трубопроводов и оборудования АС, отнесённые в проекте энергоблока АС к элементам 2 класса безопасности;
- отдельные единицы оборудования и трубопроводов, отнесенные в проекте энергоблока АС к элементам 3 класса безопасности, в порядке, установленном эксплуатирующей организацией по согласованию с разработчиками проектов РУ и АС.
(3.4.2-5)

Заявителю рекомендуется установить ресурсные характеристики основного тепломеханического оборудования с учётом положений РБ-131-17, РБ-132-17, РБ-133-17.
(3.4.2-6)

3.4.3. Оборудование цеха ТАИ

В соответствии с требованиями п. 9 НП-096-15 Заявителем разработана Программа управления ресурсом [26]. Согласно требованиям п. 15 НП-017-18, разработка Программы [26] является одним из критериев

возможности эксплуатации энергоблока АС в период дополнительного срока эксплуатации.

Из Программы управления ресурсом с изменением № 1 [26] все оборудование ЦТАИ было исключено из перечня оборудования, ресурс которого подлежит управлению. Из анализа отчёта [24] следует, что:

- согласно Приложению Г [24] при комплексном обследовании энергоблока № 2 Билибинской АЭС с целью продления срока службы сверх 45 лет не было выявлено оборудования ЦТАИ, требующего замены;
- согласно Приложению Д [24], каналы СУЗ и трубопровод аварийного слива барабан-сепаратора БА-33ТР обладают остаточным ресурсом (2037 г. и 2024 г. соответственно) и их эксплуатация продлена до его исчерпания;
- остальное оборудование ЦТАИ, согласно Приложению Е [24], отнесено к элементам, ресурсные характеристики которых восстанавливаются посредством периодического ТОиР.

Оборудование ЦТАИ, указанное в приложениях Д, Е [24], указано в перечне оборудования (элементов) СВБ Регламента [16], ТОиР которых выполняет цех ТАИ. Также следует отметить, что оборудование ЦТАИ, исключенное из Программы [26], отнесено к 3 классу безопасности по НП-001-15, что подтверждается классификацией указанных элементов, приведенных в разделе П.5.1 Приложения 5 ОУОБ [32].

Учитывая вышесказанное можно сделать вывод, что исключение из Программы [26] оборудования ЦТАИ не противоречит требованиям п. 5 НП-096-15. Кроме того, в приложениях Д, Е [24] приведены ссылки на отчётные документы (технические решения, разработанные эксплуатирующей организацией), в которых устанавливаются новые сроки

службы элементов ЦТАИ. Таким образом, Программа управления ресурсом с изменением № 1 [26] соответствует требованиям п. 39 НП-096-15.

По результатам экспертизы замечаний нет.

3.4.4. Оборудование электрического цеха

В соответствии с требованиями п. 11 НП-096-16, в Программе [26] представлен перечень электротехнического оборудования электрического цеха, ресурс которого подлежит управлению, а ресурсные характеристики – мониторингу. В указанный перечень, согласно Приложению А [26], включены АБ 48 В (БАБ-48В, ОАБ-48 В) типа Vb-2306 энергоблоков № 1 и № 2 Билибинской АЭС. Данные элементы входят в САЭ потребителей I и II групп и отнесены к 3 классу безопасности (классификационное обозначение ЗНО) по НП-001-15. Следует отметить, что остальное оборудование электрического цеха отнесено, согласно ОУОБ [32], к элементам 3 класса безопасности (элементы САЭ I и II групп) и 4 классу безопасности (элементы системы электроснабжения собственных нужд нормальной эксплуатации) по НП-001-15.

Согласно Приложению Г к отчёту [24], при комплексном обследовании энергоблока № 2 Билибинской АЭС с целью продления срока службы сверх 45 лет не было выявлено элементов систем электрического цеха, требующего замены. В приложении Д к отчёту [24] приведены сведения об элементах электротехнического цеха, обладающих ресурсом, эксплуатация которых может быть продолжена до его исчерпания (АБ-2-220В типа Varta 2414, срок службы – до 2023 г). В приложении Е [24] приведен перечень электротехнического оборудования ЭЦ, техническое состояние и ресурсные характеристики которого могут восстанавливаться или поддерживаться посредством ТОиР. Согласно Приложению Ж [24], при проведении комплексного обследования Заявителем установлена необходимость выполнения дополнительных работ в части обследования и обоснования

остаточного ресурса аккумуляторных батарей АБ-2 (срок службы – до 2023 года), БАБ-48 (срок службы истек в 2017 году),

Следует отметить, что включение в перечень электротехнического оборудования, ресурсные характеристики которого подлежат управлению, АБ САЭ корректно и соответствует требованиям п. 5 НП-096-15 и рекомендациям п. 2 Приложения 3 к РБ-136-17.

В приложении А1 [26] для электротехнического оборудования, в соответствии с требованиями п. 11 НП-096-11, приведены следующие сведения:

- дата ввода в эксплуатацию (1997 г.);
- дата окончания срока службы конкретного элемента с указанием документов, устанавливающих переназначенный срок службы (для АБ САЭ – 31.12.2025);
- регламентные мероприятия по выявлению, сдерживанию и мониторингу эффектов старения (Заявителем приведены ссылки на регламентирующие документы, устанавливающие объёмы, методы и периодичность эксплуатационного контроля), что соответствует требованиям п. 33 НП-096-15;
- мероприятия по управлению ресурсом с указанием сроков выполнения и периодичности, а также ответственных исполнителей.

Анализ Программы [26], с учётом сведений о контроле и испытаниях САЭ, представленных в разделах 4.5.3.1, 4.5.3.2 и П.5.3.11 ОУОБ [32], позволяет сделать вывод о том, что управление ресурсом электротехнического оборудования осуществляется на основании результатов контроля технического состояния и оценки выработанного и остаточного ресурса с целью:

- поддержания оборудования в исправном состоянии путём своевременного выявления повреждений, осуществления профилактических мер, замены выработавшего ресурс оборудования;
- установления механизмов образования и развития дефектов, способных привести к разрушению или отказам оборудования АС;
- выявления доминирующих (определяющих) механизмов старения, деградации и повреждений электротехнического оборудования;
- смягчения (ослабления) процессов старения, деградации и повреждений оборудования и трубопроводов посредством технического обслуживания, ремонта, модернизации, использования щадящих режимов эксплуатации, замены (при исчерпании ресурса и невозможности или нецелесообразности ремонта),

что соответствует требованиям п. 8 НП-096-15.

Также в Приложении А.1 к Программе [26] приведена ссылка на отчётный документ (техническое решение), в соответствии с которыми продлевается срок службы аккумуляторных батарей БАБ-48В, ОАБ-48 В, что свидетельствует о выполнении требований п. 39 НП-096-11.

По результатам экспертизы замечаний нет.

3.4.5. Здания и сооружения Билибинской АЭС

Как отмечено в разделе 4 Программы [26], в перечень элементов, подлежащих управлению ресурсом, включены металлоконструкции реактора и графитовая кладка. В разделе 4.2.9 Программы [26] указано, что элементами металлоконструкции реактора ЭГП-6, потенциально опасными с точки зрения хрупкого разрушения, являются верхняя и нижняя плиты. Поверочный расчёт на устойчивость заключается в определении допускаемых нагрузок или допускаемого эксплуатационного ресурса, превышение которых может вызвать возможность потери устойчивости при

нагружении конструкции наружным давлением и (или) сжимающими нагрузками. Элементами, потенциально опасными с точки зрения потери устойчивости являются бак биологической защиты и кожух реактора.

В таблице 4.1 Программы [26] приведен перечень строительных конструкций, которые могут оказать влияние на работоспособность, и подверженные старению участки. В разделе 5.3.6 Программы [26] отмечено, что основанием для назначения видов обследования, диагностики и наблюдений при эксплуатации строительных конструкций зданий и сооружений является их классификация. Классификация строительных конструкций зданий и сооружений выполняется на основании руководящих документов в зависимости от класса безопасности по НП-001-15, категории ответственности за радиационную и ядерную безопасность по ПиН АЭ-5.6 и категории сейсмостойкости по НП-031-01. Целью контроля технического состояния [25] является своевременное выявление и достоверная оценка дефектов и повреждений строительных конструкций с определением их технического состояния и пригодности (или непригодности) к дальнейшей эксплуатации.

Текущий ремонт строительных конструкций ЗиС предусматривает выполнение работ по систематическому и своевременному предохранению частей строительных конструкций и инженерного оборудования от преждевременного износа путем устранения мелких повреждений и неисправностей [25, 26].

Капитальный ремонт строительных конструкций ЗиС [25, 26] предусматривает смену изношенных конструкций и деталей или замену их на более прочные и экономичные, за исключением полной замены основных конструкций, срок службы которых в сооружениях является наибольшим (каменные и бетонные фундаменты, все виды стен зданий, все виды каркасов стен, подземные коммуникации и др.).

Очередные (общие и частичные) технические осмотры подразделяются на весенние и осенние. Внеочередные (общие и частичные) технические осмотры проводятся после сильных ливней, снегопадов, ураганных ветров, землетрясений и других стихийных явлений, пожаров, затопления помещений или обнаружения серьезных дефектов в конструкциях зданий и сооружений.

В Приложении А1 [26] приведен перечень ЗиС Билибинской АЭС (главный корпус, АКС-1, ХЖО), подлежащих управлению ресурсом подлежащих управлению ресурсом в соответствии с требованиями НП-096-15, и указаны мероприятия по управлению ресурсом и их периодичность. В Приложении Б.1 [26] приведен перечень ЗиС (главный корпус), ресурсные характеристики которых подлежат мониторингу, указаны основные механизмы старения, определяющие параметры состояния и мероприятия по контролю технического состояния.

В Регламенте [25] приведены определяющие параметры состояния элементов, критерии оценки нижней и верхней плит, кожуха реактора с компенсатором, бака биологической защиты и главного корпуса (включая кровлю) и указаны дополнительные мероприятия по контролю технического состояния в период дополнительного срока эксплуатации.

Рекомендация

Согласно нормам МАГАТЭ NS-G-2.10 рекомендуется провести оценку строительных конструкций ЗиС энергоблока № 2 Билибинской АЭС на предмет соответствия их проектной основе для подтверждения того, что старение не нарушает в значительной степени допущений, сделанных при разработке проекта. Рекомендуется установить контроль над ухудшением свойств, вызванным старением, который достигается с помощью организации систематического процесса управления ресурсом и старением всех материалов строительных конструкций, важных для безопасности. **(3.4.5-1)**

3.5. Оценка организации учёта и контроля ЯТ

Согласно подразделу 1.2 справки [18], п. 5.7 Положения [18.1] и п. 1.4 Положения [18.8], функции службы учёта и контроля ядерных материалов возложены на отдел ядерной безопасности и надёжности, что соответствует требованиям п. 91 НП-030-12. Согласно подразделу 1.2 справки [18] и п. 5.8 Положения [18.1], приказом директора Билибинской АЭС назначены лица, материально ответственные за ЯМ, с которыми заключены договоры о материальной ответственности, что соответствует требованиям п. 31 и п. 95 НП-030-12.

Согласно разделу 5 справки [18], разделу 14 Положения [18.1], персонал по учёту и контролю ядерных материалов проходит обучение и повышение квалификации, что соответствует требованиям п.101 НП-030-12.

Согласно п. 1.1 справки [18], ЗБМ Билибинской АЭС зарегистрирована в системе государственного учёта и контроля ЯМ под номером 280611_2703_BLB1, что соответствует требованиям п. 2.3 НП-081-07.

На Билибинской АЭС разработан документ «Структура и описание зон баланса материалов филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Билибинская атомная станция» [18.5], который утвержден директором Билибинской АЭС. Содержание документа [18.5] соответствует требованиям п. 4.1 НП-081-07.

Согласно п. 1.1 справки [18], на Билибинской АЭС сформирована одна зона отчётности под номером BLB, что соответствует требованиям п. 75 НП-030-12.

Согласно п. 4.7 [18.5], для ЯМ ЗБМ Билибинской АЭС установлена четвёртая категория ЯМ, что соответствует требованиям п.8 НП-030-12.

Срок проведения плановой физической инвентаризации ЯМ, указанный в п. 5.3 Инструкции [18.10] соответствует требованиям п. 61 НП-030-12. Согласно п. 6.11 Инструкции [18.11], при проведении физической

инвентаризации подводится баланс для каждого ЯМ в ЗБМ, что соответствует требованиям п. 56 НП-030-12. Согласно п. 1.11 акта [18.4], по результатам физической инвентаризации на Билибинской АЭС подведён баланс ядерных материалов, составлены материально-балансовый отчёт и список фактически наличного количества, что соответствует требованиям п. 65 НП-030-12. По результатам физической инвентаризации на Билибинской АЭС аномалия отсутствует.

Согласно разделу 4 справки [18], разделу 8 Положения [18.1] и п. 4.4.4 Инструкции [18.2], измерения в системе учёта и контроля ядерных материалов на Билибинской АЭС выполняются по Программе измерений ядерных материалов в ЗБМ Билибинской АЭС, что соответствует требованиям п. 37 НП-030-12.

Согласно подразделу 1.1 справки [18] и п. 4.2.3 Инструкции [18.2], на Билибинской АЭС определены десять ключевых точек измерений, что соответствует требованиям п. 10 НП-030-12. Согласно п. 4.1 Программы [18.9], используемые средства измерений, их тип и заводской номер приведены в Перечне средств измерений, используемых в системе измерений ядерных материалов Билибинской АЭС, что соответствует требованиям п. 37 НП-030-12. Согласно разделу 4 справки [18], поверка и калибровка средств измерений выполняется в соответствии с графиками поверки и калибровки средств измерений, имеются свидетельства о поверке, межповерочный интервал соблюдается, что соответствует требованиям п. 40 НП-030-12. Согласно разделу 4 справки [18] и п. 4.4.4 Инструкции [18.2], на Билибинской АЭС осуществляется контроль качества измерений в соответствии с Программой контроля качества измерений ядерных материалов на Билибинской АЭС [18.9], что соответствует требованиям п. 41 НП-030-12.

Согласно разделу 9 Положения [18.1] и разделу 6 Инструкции [18.2], на Билибинской АЭС применяется комплекс мер контроля доступа к ядерным материалам, что является выполнением требований п. 11 НП-030-12.

Согласно п. 6.3 Инструкции [18.2] и п. 1.2 Инструкции [18.6], на Билибинской АЭС разработана Программа применения пломб в системе учета и контроля ядерных материалов Билибинской АЭС [18.11], что является выполнением требований п. 90 НП-030-12. Содержание Программы [18.11] соответствует требованиям п. 90 НП-030-12. Согласно п. 11.2 и п. 11.8 Программы [18.11], в промежутках между физическими инвентаризациям проводится контроль установленных пломб, результат которого отражается документально, что соответствует требованиям п. 34 НП-030-12.

Согласно подразделу 3.1 справки [18], на Билибинской АЭС на основании учётных документов составляются отчётные документы, список которых приведен в п. 10.4 Положения [18.1], что соответствует требованиям п. 76 НП-030-12. Порядок исправлений в учётных документах, приведенный в п. 10.3.8 Положения [18.1], соответствует требованиям п. 17 НП-030-12.

На Билибинской АЭС административный контроль состояния учёта и контроля ЯМ проводится по Инструкции [18.7], содержание которой соответствует требованиям п. 99 НП-030-12. Согласно разделу 5 Инструкции [18.7], по результатам проверки состояния учёта и контроля ЯМ должен быть составлен акт проверки, в котором необходимо указать обнаруженные недостатки, нарушения в учёте и контроле ЯМ и рекомендации по их устранению. Во исполнение рекомендаций акта проверки разрабатываются мероприятия, обеспечивающие устранение выявленных недостатков и нарушений, что соответствует требованиям п. 100 НП-030-12.

В Программу [18.3] включены перечни ключевых точек измерений и указаны сроки составления и формы документов, в которых регистрируются результаты измерений, что соответствует требованиям п. 37 НП-030-12.

В документе [54] указано, что физическая инвентаризация в ЗБМ Билибинской АЭС проводится не реже двенадцати календарных месяцев, что соответствует требованиям п.61 НП-030-12.

В п. 5.2 Инструкции [18.10] указан случай проведения внеплановой физической инвентаризации ЯМ – несанкционированное воздействие на пункты (места) нахождения или хранения ЯМ, согласно требованиям п. 71 НП-030-12.

По результатам экспертизы замечаний нет.

3.6. Оценка организации учёта и контроля РВ и РАО

На Билибинской АЭС разработано Положение по учету и контролю радиоактивных веществ и радиоактивных отходов на Билибинской АЭС [19.1], что соответствует требованиям п. 15 НП-067-16. Согласно п. 5.3 Положения [19.1], на Билибинской АЭС организована централизованная служба учёта и контроля РВ и РАО, тем самым выполнено требование п. 12 НП-067-16.

Согласно п. 5.5 Положения [19.1], на Билибинской АЭС приказом директора АЭС назначены ответственные за учёт и контроль РВ и РАО в подразделениях, что соответствует требованиям п. 11 НП-067-16. Согласно пп. 5.5, 8.4 Положения [19.1], на Билибинской АЭС приказом директора АЭС назначены ответственные за организацию работ по применению пломб на Билибинской АЭС, за учёт и хранение пломб на Билибинской АЭС, за обращение, учёт и хранение пломб в подразделениях, что соответствует требованиям п. 28 НП-067-16.

На Билибинской АЭС разработана Программа выполнения измерений в системе учёта и контроля радиоактивных веществ и радиоактивных отходов на Билибинской АЭС [19.8], содержание которой соответствует требованиям п. 32 НП-067-16. Для каждого подразделения Билибинской АЭС, в которых осуществляется деятельность с РВ и РАО, разработаны инструкции по учёту

и контролю РВ и РАО [19.2 – 19.5], содержание которых соответствуют требованиям п. 17 НП-067-16. Согласно п. 11.1 Положения [19.1], в каждом структурном подразделении Билибинской АЭС, в котором имеются РВ и РАО, должны вестись учётные документы, что соответствует требованиям п. 74 НП-067-16. Согласно пп. 11.7, 11.9 Положения [19.1], на основании учётных документов и результатов инвентаризации составляются отчётные документы, что соответствует требованиям п. 80 НП-067-16. Порядок исправления данных в учётных документах, приведенный в п. 11.6 Положения [19.1], соответствует требованиям п. 79 НП-067-16. Порядок исправления данных в отчётных документах, приведенный в п. 11.10 Положения [19.1], соответствует требованиям п. 82 НП-067-16.

Случаи постановки на учёт РВ и РАО, приведенные в п. 7.3 Положения [19.1], соответствуют требованиям п. 18 НП-067-16. Порядок передачи РВ и РАО, приведенный в разделе 9 Положения [19.1], соответствует требованиям раздела VII НП-067-16.

Согласно п. 8.5 Положения [19.1], на Билибинской АЭС разработана Программа применения пломбировочных устройств в системе учёта и контроля радиоактивных веществ и радиоактивных отходов на Билибинской АЭС, что соответствует требованиям 28 НП-067-16. Согласно п. 8.6 Положения [19.1], на Билибинской АЭС применяются пломбы, соответствующие национальным стандартам, что соответствует требованиям п. 25 НП-067-16.

Виды и случаи, при которых проводятся инвентаризации РВ и РАО, приведенные в пп. 15.4 – 15.6 Положения [19.1], соответствуют требованиям пп. 51, 53, 54 НП-067-16. Согласно Актам [19.6, 19.7], по результатам инвентаризации аномалий в учёте и контроле РВ и РАО не обнаружено.

Согласно пп. 12.2, 12.3 Положения [19.1], административный контроль состояния учёта и контроля РВ и РАО проводится в соответствии с

Инструкцией по проведению административного контроля в рамках системы учёта и контроля радиоактивных веществ и радиоактивных отходов на Билибинской АЭС, результаты проверок оформляются актами, что соответствует требованиям пп. 71, 72 НП-067-16. События, которые относятся к нарушениям в учёте и контроле РВ и РАО и приведены в п. 13.3 Положения [19.1], соответствуют требованиям п. 65 НП-067-16. Случаи аномалий в учёте и контроле РВ и РАО, приведенные в п. 13.2 Положения [19.1], соответствуют требованиям п. 66 НП-067-16. Порядок действий при обнаружении нарушений и аномалий в учёте и контроле РВ и РАО, приведенный в пп. 13.5, 13.6 Положения [19.1], соответствует требованиям пп. 67, 69, 70 НП-067-16.

Периодичность повышения квалификации и проверки знаний персонала, ответственного и осуществляющего учёт и контроль РВ и РАО, указана в пп. 14.6, 14.7 Положения [19.1] и соответствует требованиям пп. 83, 84 НП-067-16.

По результатам экспертизы замечаний нет.

3.7. Оценка организации физической защиты

В соответствии со ст. 3 Федерального закона «Об использовании атомной энергии» № 170-ФЗ, Билибинская АЭС является ядерным объектом, на котором эксплуатируются ядерные установки, хранятся и используются ядерные материалы, радиоактивные вещества и радиационные источники. В связи с этим требования к обеспечению физической защиты ЯМ и ЯУ на Билибинской АЭС определяются нормативным правовыми актами Российской Федерации. Заявителем приняты и осуществлены конкретные решения по обеспечению физической защиты ЯМ, ЯУ, РВ и РАО на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС на этапе продлении срока эксплуатации.

В справке [20] Заявителем представлено обоснование того, что предпринимаемые проектные, конструкторские, технические и

организационные решения по обеспечению физической защиты ЯМ, ЯУ, РВ и РАО на этапе продления срока эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС соответствуют требованиям нормативных правовых актов и достигнутому уровню развития науки и техники в области использования атомной энергии.

В соответствии с требованиями п. 4 НП-083-15, на Билибинской АЭС создана система физической защиты, включающая комплекс инженерно-технических средств физической защиты, персонал физической защиты и совокупность организационных мер. На территории Билибинской АЭС, в соответствии с Приложением № 3 к «Правилам физической защиты ядерных материалов, ядерных установок и пунктов хранения ядерных материалов» (утверждённых Постановлением Правительства Российской Федерации от 19.07.2007 № 456), выделены охраняемые зоны, периметр которых оснащён инженерными и техническими средствами физической защиты.

В соответствии с требованиями п. 109 НП-083-15 и п. 2.17 Приложения № 2 к НП-034-15, для контролируемого прохода и проезда на территорию Билибинской АЭС созданы пешеходные и транспортное КПП. В структуре Билибинской АЭС создана служба безопасности, что соответствует требованиям п. 47 НП-083-15.

Пропускной режим и охрану Билибинской АЭС осуществляют личный состав подразделения войск Росгвардии, согласно Акту межведомственной комиссии, и отдельный отряд МУВО ФГУП «Атом-охрана», согласно Акту ведомственной комиссии, что соответствует требованиям п. 44 «Правил физической защиты ядерных материалов, ядерных установок и пунктов хранения ядерных материалов», п. 9 НП-083-15 и п.1.9 Приложения № 2 к НП-034-15.

Предметы физической защиты, в соответствии с их категориями, размещены во внутренней и защищенной зонах, что соответствует

требованиям Приложения № 3 к «Правилам физической защиты ядерных материалов, ядерных установок и пунктов хранения ядерных материалов» и п. 34 НП-083-15.

На Билибинской АЭС разработан паспорт безопасности ядерного объекта, что соответствует требованиям п. 13 Приложения к НП-083-15.

В соответствии с требованиями п. 5 НП-034-15, для осуществления физической защиты РВ, РИ и пунктов хранения РАО на Билибинской АЭС создана система физической защиты, которая включает организационные меры, комплекс инженерно-технических средств и персонал физической защиты. В структуре Билибинской АЭС создана служба безопасности, что соответствует требованиям п. 1.16 Приложения № 2 к НП-034-15.

Периметр защищенной зоны Билибинской АЭС оборудован физическими барьерами, техническими средствами охранной сигнализации и оптико-электронного наблюдения, что соответствует требованиям п. 2.1. Приложения № 2 к НП-034-15. Согласно справке [29], организован контролируемый доступ на территорию Билибинской АЭС через людские и транспортное КПП, что соответствует требованиям п. 2.17 Приложения № 2 к НП-034-15.

Физическая защита РВ, РИ и пунктов хранения РАО на Билибинской АЭС осуществляется с учётом мер физической защиты ЯМ и ЯУ, что соответствует требованиям п. 13 НП-034-15.

Согласно справке [20], Заявителем установлен уровень физической защиты радиационных объектов Билибинской АЭС, что соответствует требованиям п. 15 НП-034-15.

У руководящего персонала физической защиты Билибинской АЭС имеются разрешения на право ведения работ в области использования атомной энергии, что соответствует положениям ст. 26 ФЗ от 21.11.1995 № 170 «Об использовании атомной энергии». Персонал периодически

проходит обучение в соответствии с «Программой обучения персонала службы безопасности и персонала структурных подразделений АЭС, участвующих в выполнении функций физической защиты», что соответствует требованиям пп. 98, 102 НП-083-15 и п. 3.1 Приложения № 2 к НП-034-15.

По результатам экспертизы замечаний нет.

3.8. Оценка организации радиационной защиты и радиационного контроля

Сведения об организации радиационной защиты и радиационного контроля при эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС представлены в пп. 7.1.6 ОУОБ [32] и в Инструкции [33]. Организационная структура и задачи службы радиационной безопасности представлены в п. 7.1.6.1 ОУОБ [32], в частности Заявителем указано, следующее:

- общее руководство всей работой по обеспечению радиационной безопасности возлагается на директора, организация работ и выполнение технических мероприятий по радиационной безопасности возлагается на главного инженера, что соответствует требованиям п. 1.5 ПРБ АС-99;
- методическое руководство, контроль и оказание практической помощи подразделениям осуществляет отдел радиационной безопасности под руководством заместителя главного инженера по безопасности и надежности, что соответствует требованиям п. 1.6 ПРБ АС-99.

В п. 7.1.6.2 ОУОБ [32] отмечено, что комплекс производственных помещений Билибинской АЭС по степени радиационной опасности разделен на зону свободного доступа и зону контролируемого доступа, что соответствует требованиям п. 7.1 СП АС-03. Вход в зону контролируемого доступа осуществляется только через санпропускники, что соответствует требованиям п. 3.10.2 ОСПОРБ-99/2009.

Согласно п. 7.1.6.2 ОУОБ [32], все помещения ЗКД в зависимости от степени возможного радиационного воздействия на персонал разделены на три категории (необслуживаемые помещения, периодически обслуживаемые помещения, помещения постоянного пребывания персонала), что соответствует требованиям п. 7.2 СП АС-03 и рекомендациям РБ-001-05. Порядок работ в ЗКД, а также порядок оформления дозиметрических нарядов или других форм разрешений на производство работ с ИИИ определены в Инструкции [33], тем самым подтверждено выполнение требований п. 3.4.12 ОСПОРБ-99/2010.

Согласно таблице п. 7.1.6-2 ОУОБ [32], случаев превышения индивидуальных эффективных доз облучения персонала свыше 20 мЗв/год (за 2017 год) на Билибинской АЭС не зарегистрировано. Согласно п. 7.1.6.4.2 ОУОБ [32], фактические выбросы и сбросы радиоактивных веществ в окружающую среду (за 2017 год) не превышали установленных для энергоблока № 2 Билибинской АЭС нормативов ПДВ и ДС.

В п. 7.1.6.3 ОУОБ [32] отмечено, что контроль радиационной обстановки и дозиметрический контроль Билибинской АЭС организован в соответствии с Инструкцией [33] и включает в себя:

- стационарный непрерывный контроль радиационной обстановки на энергоблоке, промплощадке и в окружающей среде;
- измерение полей радиоактивных излучений переносными и стационарными радиометрическими приборами;
- индивидуальный дозиметрический контроль внешнего облучения персонала;
- контроль внутренних доз облучения персонала;
- определение удельной активности различных сред с использованием радиометрических и спектрометрических лабораторных установок,

что соответствует требованиям п. 6.6 СП АС-03.

Согласно п. 7.1.6.3.4 ОУОБ [32], приборы радиометрического и дозиметрического контроля Билибинской АЭС проходят ежегодную поверку, что соответствует требованиям п. 6.2 ПРБ АС-99.

Редакционные замечания

В таблице п. 7.1.6-1 ОУОБ [32] не приведены радиационные характеристики помещений постоянного пребывания персонала. **(3.8-1)**

В п. 7.1.6.3.1 ОУОБ [32] не приведены сведения о классификации по влиянию на безопасность автоматизированной системы пробоотбора трития и углерода-14 УОТ-02. **(3.8-2)**

В п. 7.1.6.3.2 ОУОБ [32] (стр. п.7.1.6-16) приведено описание приборов радиационного контроля ДП-5В и ДКГ-02У «АРБИТР-М», которые выведены из эксплуатации. **(3.8-3)**

В Инструкции [33] отмечено, что при эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС применяются приборы радиационного контроля ДП-5В и ДКГ-02У «АРБИТР-М», которые согласно п. 7.1.6.3.2 ОУОБ [32] в настоящее время выведены из эксплуатации. **(3.8-4)**

В Инструкции [33] приведены ссылки на отмененный документ СПОРО-2002. **(3.8-5)**

3.9. Оценка обеспечения аварийной готовности

В соответствии с рекомендациями п. 2.3.9 РБ-001-05, в п. 2.10 и п. 2.4.2 Приложения 2 к ОУОБ [32] представлена информация об аварийной готовности на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС. Так, в П.2.4.2.1.1 [32] отмечено, что План мероприятий по защите персонала в случае аварии на Билибинской АЭС [6] одновременно является Планом действий АЭС по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций в мирное время. В таблице П.2.4.2.3 [32] представлены критерии для принятия неотложных

решений в начальном периоде аварии, соответствующие тем, что указаны в таблице 6.3 НРБ-99/2009.

В П.2.4.2.1.4 [32] указано, что директор АЭС или главный инженер после получения от НСС первичной информации о нарушении, оценке и прогнозе его развития и/или после ознакомления с обстановкой на месте (в случае необходимости) принимает решение об объявлении на Билибинской АЭС состояния «Аварийная готовность» и/или «Аварийная обстановка» и введении в действие Плана мероприятий по защите персонала а случае аварии на Билибинской АЭС [6]. Тем самым выполнено требование п. 7 НП-005-16. Также в П.2.4.2.1.4 [32] отмечено, что в случае отсутствия на Билибинской АЭС директора и главного инженера, решение об объявлении состояния «Аварийная готовность» и/или «Аварийная обстановка» и введении в действие Плана мероприятий [6] в неотложных случаях (т.е. при быстро ухудшающейся обстановке) принимает НСС. Таким образом, выполнено требование п. 8 НП-005-16.

В П.2.4.2.1.5.11 [32] указано, что реализация Плана мероприятий по защите персонала в случае аварии на Билибинской АЭС [6], в частности, предусматривает:

- отработку требований Плана мероприятий по защите персонала в случае аварии на Билибинской АЭС [6] в процессе проведения тренировок (занятий, учебно-методических сборов или командно-штабных учений) в соответствии с Планом основных мероприятий Билибинской АЭС по вопросам гражданской обороны, предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций на текущий год;
- проведение командно-штабных учений с привлечением сил и средств ГО города Билибино и членов группы ОПАС в сроки, согласованные с руководством АО «Концерн Росэнергоатом». Периодичность указанных учений определяется эксплуатирующей организацией,

что соответствует требованиям п. 4.3.10 НП-001-15.

Также следует отметить, что в соответствии с рекомендациями п. 2.3.9 РБ-001-05, в П.2.4.2.2 [32] представлена информация об аварийном центре на Билибинской АЭС. В частности указано, что на территории Билибинской АЭС расположен ЗПУПД АС, а в случае невозможности выполнения работ на ЗПУПД АС, управление противоаварийными действиями осуществляется с дублирующего пункта управления – ЗПУПД Г, который расположен в общежитии Билибинской АЭС в городе Билибино.

Извещением [74] в таблице П.2.4.2.4 [32] критерии объявления состояний «Аварийная готовность», «Аварийная обстановка» и введения в действие Плана мероприятий по защите персонала в случае возникновения аварии на Билибинской АЭС [6] приведены в соответствие с критериями, установленным в Приложении № 2 к НП-005-16.

Извещением [74] в П.2.4.2.1.4 [32] внесено изменение, что в случае объявления на Билибинской АЭС состояний «Аварийная готовность» и/или «Аварийная обстановка» и введении в действие Плана мероприятий по защите персонала в случае аварии на Билибинской АЭС [6], информация об этом доводится до Ростехнадзора не позднее, чем через 15 минут после объявлении данных состояний и введении в действие Плана мероприятий [6], что соответствует требованиям п. 12 НП-005-16.

Редакционное замечание

В П.2.4.2.1.3 [32] указано, что основными признаками аварии на Билибинской АЭС являются нарушения пределов и (или) условий безопасной эксплуатации, установленных Технологическим регламентом эксплуатации Билибинской АЭС [2], что не в полной мере соответствует определению 55 НП-001-15, в соответствии с которым различают пределы безопасной эксплуатации по радиационным и технологическим параметрам. Таким образом, нарушения пределов безопасной эксплуатации по технологическим

параметрам, установленных в Технологическом регламенте [2], не обязательно являются признаками аварии. **(3.9-1)**

Рекомендация

Раздел П.2.4.2.1.2 [32] рекомендуется дополнить критериями для принятия решения об отселении населения и ограничении потребления загрязненных пищевых продуктов, установленными в таблице 6.4 НРБ-99/2009. **(3.9-2)**

3.10. Эксплуатационная документация

3.10.1. Технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС

Технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС с изменением № 1 [2] был ранее рассмотрен в Экспертном заключении [4д], где сделан вывод о его соответствии требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.

Изменение № 2 в Технологический регламент [2] в связи с обоснованием возможности перемещения ОТВС из реакторов в гнезда хранения, минуя гнезда выдержки, а также перемещения ОТВС из гнезд выдержки в гнезда хранения без обязательной выдержки в течение двух лет, было проанализировано в рамках экспертизы [12д]. По результатам рассмотрения был сделан вывод, что изменение № 2 [2] соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.

Изменение № 3 в Технологический регламент [2] было рассмотрено в Экспертном заключении [16д], где был сделан вывод о том, что указанное изменение Технологического регламента [2] в связи с заменой отсечных клапанов сброса пара в конденсатор и в отсечной бойлер соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.

Изменения № 4 и № 5 в Технологический регламент [2] были рассмотрены в Экспертном заключении [16д], по результатам рассмотрения сделан вывод о том, что указанные изменения, внесённые в связи с заменой отсечных клапанов сброса пара в конденсатор и в отсечной бойлер, соответствуют требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.

Изменение № 6 в Технологический регламент [2] было рассмотрено в Экспертном заключении [12д]. По результатам рассмотрения был сделан вывод о том, что изменение № 6, вносимое в Технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС [2] в связи с:

- корректировкой перечня систем энергоблока и общестанционных систем, важных для безопасности;
- планируемыми работами по исследованию металла, оценке остаточного ресурса элементов реактора ЭГП-6 и определением порядка транспортирования и хранения «свежего» и отработавшего ядерного топлива,

соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.

Изменение № 7 в Технологический регламент [2] было проанализировано в Экспертном заключении [27д], где сделан вывод о том, что изменение пределов безопасной эксплуатации и эксплуатационных пределов по выбросам и сбросам радиоактивных веществ, соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.

Извещением [71] в Технологический регламент [2] внесены следующие корректировки:

- раздел 5 «Вывод реактора на МКУ мощности» дополнен п. 5.1.13, согласно которому при неработоспособности элементов системы локализации мокрой аварии, а именно насоса ЛМА, теплообменника ЛМА или бака-барботера, а также элементов обеспечивающих и управляющих систем безопасности, необходимых для проектного функционирования системы ЛМА, вывод реактора на МКУ мощности запрещается. Внесение данного пункта соответствует требованиям п. 196 НП-010-16.
- в подпункте 14.1.1 [71] приведена корректная ссылка на п. 7.1.5(а), вместо ошибочно указанного п. 7.1.55(а);
- пункт 14.1 «Условия, при которых реактор должен быть немедленно заглушен воздействием на кнопку «АЗ» дополнен следующими подпунктами:
 - п. 14.1.13. При неработоспособности элементов системы ЛСБ: бака-барботера, а также элементов обеспечивающих и управляющих систем безопасности, необходимых для проектного функционирования системы ЛМА;
 - п. 14.1.14. При превышении допустимого времени нахождения элементов системы ЛМА в неработоспособном состоянии (Приложение Г к Технологическому регламенту [2].

Указанные пп. 14.1.13 и 14.1.14 [71] внесены в Технологический регламент [2] с целью повышения уровня безопасности эксплуатации энергоблока и соответствуют требованиям п. 196 НП-010-16 и Приложению Г [2].

По результатам экспертизы замечаний нет.

3.10.2. Инструкция по предупреждению и ликвидации нарушений на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС

Заявителем представлена действующая Инструкция по предупреждению и ликвидации нарушений на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС [4]. В главе 1 «Общие положения» определён порядок применения указанной Инструкции [4], связь с нормативной и эксплуатационной документацией, действующей на Билибинской АЭС, обязанности и ответственность персонала при ликвидации нарушений на энергоблоке.

В главе 2 [4] приведен перечень использованных сокращений.

В главе 3 «Основные обязанности персонала при возникновении нарушений» [4] указано, что руководителем ликвидации нарушений в работе энергоблока № 2, ответственным за обеспечение ядерной и радиационной безопасности является НСС. Также в ИЛА [4] определены обязанности и ответственность административно-технического персонала, руководителей цехов и оперативного персонала. В пп. 3.3, 3.4 [4] указана порядок объявления на Билибинской АЭС состояния «Аварийная готовность» и «Аварийная обстановка» и вводе в действия Плана мероприятий по защите персонала [6], в соответствии с требованиями раздела III НП-005-26, и приведены критерии перехода персонала к действиям по РУЗА [5] при неблагоприятном развитии проектных аварий.

В главе 4 «Аварийная защита АЗ-I» [4] указаны ситуации, приводящие к срабатыванию АЗ-I и сигналы на автоматическое срабатывание АЗ-I, которые формируются в системе управления и защиты. В п. 4.1.1 приведены уставки автоматического срабатывания АЗ-1 по нейтронно-физическим параметрам, которые соответствуют пп. 1, 2 подраздела 7.1.5(а) Технологического регламента [2]. В п. 4.2 [3] указаны типовые действия персонала при срабатывании АЗ-1, которые направлены на поддержание основных функций безопасности – прекращение реакции деления в реакторе и поддержание его в

подкритическом состоянии, охлаждение топлива, согласно требованиям п. 3.1.2 НП-001-15.

В главе 5 «Снижение мощности предупредительной защитой АЗ-II» [3] рассмотрены нарушения нормальной эксплуатации, предусмотренные пп. 1, 2 подраздела 7.1.5(б) Технологического регламента [2]. В разделе 5.2 [4] приведены типовые действия персонала при срабатывании АЗ-II и указаны альтернативные действия в случае нарушения в работе оборудования.

В главе 6 [4] рассмотрены аварийные режимы с нарушениями в работе СУЗ. Для указанных нарушений ИЛА [4] приведены признаки отказов и предписаны альтернативные действия по ликвидации указанных нарушений.

Анализ аварийных режимов с самоходами стержней для различных сценариев выполнен в главе 5 ОУОБ [32], где показано, что при срабатывании АЗ с учётом пропуска первого сформировавшегося сигнала, повреждения физических барьеров безопасности не происходит даже при отсутствии корректирующих действий со стороны оперативного персонала.

В главе 7 [4] рассмотрены нарушения в работе основного оборудования энергоблока. Для каждого нарушения указаны признаки, на основании которых возможна идентификация исходного события, приведены указания персоналу по ликвидации указанных нарушений и альтернативные действия по поддержанию безопасного состояния энергоблока № 2 в случае невозможности оперативного устранения рассмотренных нарушений, также приведены ссылки на инструкции, согласно которых должен действовать персонал при отказах в рассмотренных системах.

В главе 8 «Отказы насосного оборудования» [4] рассмотрены отказы насосов ПЭН, ЦН, НОС, НТВ, КН и КНБ и невключение по АВР резервного насоса, указаны действия персонала по восстановлению работоспособности технологических схем, к которым подключены указанные насосы, и

действия, направленные на защиту оборудования в случае рассмотренных отказов.

В главе 9 «Нарушения с разгерметизацией контуров» [4] рассмотрены аварии с разгерметизацией ТВС или канала СУЗ, разрыв общего всасывающего коллектора ПЭН, НОС, АПЭН, разрывы питательного трубопровода, разрыв трубопровода острого пара и разрыв трубопровода основного конденсата. Согласно ИЛА [4], действия персонала при этом сводятся к заглушению реактора и обеспечению его подкритичности, организации охлаждения РУ от систем безопасности, отключению насосов, подключенных к повреждённому участку ОЦК, и локализации возможного выхода активности в помещения энергоблока, что соответствует требованиям п. 3.1.2 НП-001-15. Согласно анализу проектных аварий с течами теплоносителя, выполненному в главе 5 ОУОБ [32], при вводе в действие систем безопасности с учётом одного независимого отказа, РУ расхолаживается без повреждения топлива.

В главе 10 «Нарушения в работе контура охлаждения каналов СУЗ» [4] рассмотрены аварийные ситуации с отказом обоих насосов НОС и разгерметизацией КО СУЗ. Согласно п. 10.1.1 и п. 10.2.6 ИЛА [4], первоочередными действиями персонала являются заглушение реактора (контроль срабатывания АЗ-1) и обеспечение подкритичности путём введения в активную зону всех стержней РР. В главе 10 ИЛА [4] также приведены указания персоналу по организации альтернативной схемы работы КО СУЗ при неработоспособности основной линии в случае её отказа и по локализации выброса теплоносителя в разрыв из деаэратора.

В главе 11 «Сейсмическое воздействие» [4] приведены признаки землетрясения на площадке Билибинской АЭС, в том числе – срабатывание сейсмического регистратора, защита по сигналу которого в настоящее время находится в опытно-промышленной эксплуатации, и возможное отключение

турбогенераторов по осевому сдвигу. В качестве действий персонала указано, что ВИУБ-2, при работе энергоблока № 2 на мощности, при появлении перечисленных признаков должен по команде НСС заглушить реактор и обеспечить его подкритичность. НСС обязан организовать вывод персонала (кроме оперативного) через все имеющиеся выходы на территорию АЭС. Расхолаживание энергоблока № 2 после заглушения реактора выполняется в соответствии с разделом 4.2 ИЛА [4].

ИЛА [4] разработана в соответствии с Технологическим регламентом [2], нарушения нормальной эксплуатации и аварийные режимы рассмотрены в ОУОБ [32], что соответствует требованиям п. 4.1.5 НП-001-15 и п. 4.9 НП-082-07.

Указанная Инструкция [4] в 2018 г. была оценена в Экспертном заключении [12д], в котором сделан вывод о её соответствии требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии. По результатам экспертизы [12д] ИЛА [4] были отмечены редакционное замечание и рекомендация, которые Заявителем не учтены.

Инструкция по предупреждению и ликвидации нарушений на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС [4] согласована с разработчиками проектов АС и РУ, и утверждена главным инженером Билибинской АЭС в установленном порядке.

Рекомендация

Заявителю рекомендуется учесть редакционное замечание и рекомендацию к ИЛА [4], отмеченные в Экспертном заключении [12д].

(3.10.2-1)

3.10.3. Руководство по управлению запроектными авариями Билибинской АЭС

Руководство по управлению запроектными авариями [5] является общим для трёх оставшихся в работе энергоблоков Билибинской АЭС, за исключением энергоблока № 1, остановленного для вывода из эксплуатации. Согласно пп. 2.5, 2.6 [5], Руководство по управлению запроектными авариями Билибинской АЭС разработано на основании материалов ОУОБ энергоблока № 4 Билибинской АЭС, материалов расчётно-экспериментальных исследований и рекомендаций Научного руководителя, Главного конструктора и Генерального проектировщика Билибинской АЭС. Согласно п. 2.8 [5], при разработке РУЗА учтены дополнительные технические материалы и проектные разработки, которые предусматривают применение поставляемой на Билибинскую АЭС дополнительной противоаварийной техники.

Главная цель действий, определяемых РУЗА [5], состоит в выполнении наиболее важных и критических действий эксплуатационного персонала по управлению ЗПА с использованием имеющихся штатных и дополнительных технических средств и организационных мер, которые направлены на предотвращение развития запроектной аварии и возвращение энергоблока АЭС в контролируемое состояние, восстановлении и поддержании в условиях запроектной аварии критических функций безопасности, которыми для АЭС с реакторами ЭГП-6 являются [5]:

- аварийный останов реактора и поддержание его в подкритическом состоянии;
- теплоотвод от реактора;
- удержание радиоактивных веществ в установленных границах.

В главе 2 «Область применения» определены назначение РУЗА [5], структура, концепция управления ЗПА, что соответствует рекомендациям

пп. 4.1.1, 4.1.2 и 4.1.3 РБ-102-15. В соответствии с рекомендациями п. 4.2.1 РБ-102-15, в главе 3 «Общие положения» указаны должностные лица, которые должны выполнять действия по управлению ЗПА, согласно функциям подразделений Билибинской АЭС.

В соответствии с рекомендациями пп. 4.3.1, 4.5.1 РБ-102-15 в главе 4 «Цель управления запроектными авариями. Способы и условия её достижения» указаны область применения РУЗА [5], общий порядок начала применения РУЗА, и связь РУЗА с эксплуатационной документацией.

Согласно рекомендациям пп. 2.2, 2.4, 2.6 и 2.7 РБ-102-15, в главе 5 «Состояния РУ, предшествующие возможному перерастанию проектных аварий в ЗПА» [5] приведены диагностические признаки происходящих событий, указаны критические функции безопасности и признаки, которые позволяют контролировать их выполнение, приведены признаки возможных ЗПА, согласно перечню аварий, рассмотренному в ОУОБ [32].

В главе 6 «Последовательность (алгоритм) действий персонала» указаны характерные особенности РУ ЭГП-6, и приводится главная инструкция по управлению ЗПА с целью восстановления критических функций безопасности (согласно рекомендациям п. 5.1.12 РБ-102-15), подробно указаны обязанности руководителя работ по управлению ЗПА, которым является НСС, порядок объявления «Аварийной обстановки» на АЭС и введения в действие Плана мероприятий по защите персонала [6]. В п. 6.8 представлен перечень эксплуатационной документации, в соответствии с которой определяются действия персонала на энергоблоке, параметры которого находятся в пределах безопасной эксплуатации.

В справочных приложениях к РУЗА [5] представлено описание феноменологии возможных запроектных аварий, которые могут приводить к повреждению элементов активной зоны и потере герметичности реакторного пространства, а также рекомендуемые меры по управлению авариями для

предотвращения тяжёлых повреждений реактора и ослаблению их последствий на энергоблоках с ЭПП-6 (соответствие рекомендациям п. 6.3 РБ-102-15). В Приложении А [5] Заявителем приведены перечень ЗПА для РУ ЭПП-6, перечень исходных событий указанных аварий, их последствия и затронутые функции безопасности. В таблице А3 [5] указаны действия персонала, направленные на восстановление критических функций безопасности (удержание реактора в подкритическом состоянии и восстановление охлаждения реактора) с использованием мобильной техники.

В Приложении Б [5] проанализированы возможные пути развития ЗПА с указанием характерных времён их развития и возможных радиационных последствий. Приведены справочные материалы в виде таблиц для оценки состояния энергоблока при развитии ЗПА, в соответствии с рекомендациями п. 6.1 РБ-102-15. Рекомендации персоналу по управлению авариями приведены Заявителем на основании расчётных обоснований, выполненных в рамках ОУОБ [32].

В Приложении В [5] приведен список источников, на основании которых разработано РУЗА.

РУЗА [5] было рассмотрено в рамках Экспертного заключения [13д], в котором был отмечен ряд недостатков в части отсутствия обоснования мер по управлению ЗПА с использованием мобильной техники, а также характерных времён развития отдельных ЗПА. По результатам экспертизы [13д] был сделан вывод, что отмеченные недостатки не препятствуют использованию Руководства [5] до их устранения.

Изменением № 1 в РУЗА [5] были учтены замечания (10 – 11), редакционные замечания (12 – 14) и рекомендация (17) [13д]. Изменение № 1 в РУЗА [5] было проанализировано в Экспертном заключении [14д], по результатам которого было сделано заключение о его соответствии требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной

энергии. Изменения № 2 – 4 в РУЗА [5] были проанализированы в Экспертных заключениях [15д, 16д], где сделан вывод о соответствии требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии, однако по результатам оценки был отмечен ряд редакционных замечаний, которые Заявителем не учтены.

Извещением [69] в РУЗА [5] внесены изменения, которые конкретизируют меры по введению в действие мобильного оборудования для подпитки БВ-3 и БВ-4 от низконапорной мотопомпы ПНУ-50/30 в случае ЗПА с полным обесточиванием на энергоблоке Билибинской АЭС. Указанные изменения, в основном, касаются порядка выполнения технологических операций по подключению ПНУ-50/30 и организации подачи воды в БВ. В соответствии с рекомендациями п. 2.6 РБ-102-15, начало указанных действий по подпитке БВ основано на признаках происходящих событий, которыми являются снижение уровня и/или повышение температуры воды в БВ выше эксплуатационных пределов по указанным параметрам.

Момент окончания подачи воды в БВ от ПНУ-50/30 определяет НСС [69], после восстановления уровня воды до значения, соответствующего эксплуатационному пределу. Контроль уровня воды в БВ, согласно [69], осуществляет ВИУБ по прибору и сигнализации на БЩУ. В случае, если температура воды в БВ-4 достигла проектного предела, персоналу предписано подключить систему охлаждения БВ от мобильного источника электроснабжения ПДГУ. Указанные в Извещении [69] действия не противоречат разработанным на Билибинской АЭС мероприятиям по смягчению последствий ЗПА, обоснование которых представлено в ОУОБ [32].

Извещением [70] в Приложение В «Возможные пути протекания запроектных аварий» к РУЗА [5] внесены изменения, учитывающие

корректировку анализа ЗПА в ОУОБ [32], в частности, пояснения к принятому в ОУОБ [32] сценарию аварии при обесточивании СН энергоблока с несрабатыванием аварийной защиты. Также Извещением [70] внесено указание, что в случае несрабатывания АЗ-1 персоналу предписывается вывести из работы АР для обеспечения снижения мощности реактора за счёт обратных связей по температуре и плотности теплоносителя, что соответствует обоснованию, приведенному в ОУОБ [32].

В Извещении [70] также указано, что для организации подачи воды в ОЦК от высоконапорной ПНУ 25-700 предварительно должно быть снижено давление в контуре циркуляции теплоносителя с помощью принудительного открытия ГПК, СР и, при необходимости, других ПСУ. Извещением [70] внесено корректное указание, что открытие только ГПК недостаточно для снижения давления в ОЦК до значения, развиваемого высоконапорной ПНУ 25-700, вследствие чего персоналу предписано использовать СР и другие ПСУ.

Извещением [70] раздел Б.10.3 «Разрыв общего всасывающего коллектора ПЭН, АПЭН и НОС» [70] дополнен таблицей Б.10.1, в которой приведена последовательность событий развития аварии и указаны принятые допущения при анализе аварии в ОУОБ [32]. Таким образом, Извещением [70] Заявитель приводит РУЗА [5] в соответствие с расчётными обоснованиями ЗПА, выполненными в рамках ОУОБ [32], что соответствует требованиям п. 4.1.5 НП-001-15.

РУЗА [5] с изменениями по Извещениям [69, 70] согласовано с разработчиками проектов РУ и АС, и утверждено Эксплуатирующей организацией в установленном порядке.

Рекомендации

Рекомендуется привести в РУЗА [5] корректирующие меры по снижению последствий аварии с множественными разрывами ТВС –

закрытие арматуры на линии подачи питательной воды в аварийную петлю – указанные в ОУОБ по результатам анализа данной ЗПА [32]. **(3.10.3-1)**

Заявителю рекомендуется учесть редакционные замечания и рекомендации в части РУЗА [5], отмеченные в Экспертных заключениях [14д, 15д, 16д]. **(3.10.3-2)**

3.10.4. Программа обеспечения качества при эксплуатации Билибинской АЭС

В Программе обеспечения качества при эксплуатации Билибинской АЭС (далее – ПОКАС(Э) [7]) с изменениями по Извещению [49] приведены политика в области качества, описание порядка осуществления организационной и производственной деятельности, управления персоналом, управления документацией, контроля проектирования (конструирования), управления закупками оборудования, комплектующих изделий, материалов, полуфабрикатов и программных средств, предоставляемых услуг, метрологического обеспечения, обеспечения качества программных средств и расчётных методик, обеспечения надёжности, управления несоответствиями, проведения аудитов (проверок) и др. Таким образом, структура ПОКАС(Э) [7] соответствует требованиям п. 11 НП-090-11.

В п. 1.2 ПОКАС(Э) [7] отмечается, что эта программа определяет организационно-технические и другие мероприятия по обеспечению качества, основанные на дифференцированном, подходе, учитывающем классификацию систем (элементов) и сооружений ОИАЭ по их влиянию на безопасность ОИАЭ в соответствии с федеральными нормами и правилами в области использования атомной энергии, и направленные на реализацию установленных критериев и принципов обеспечения безопасности Билибинской АЭС на этапе эксплуатации. Такой подход соответствует требованиям п. 2.10 НП-001-15 и п. 9 НП-090-11.

В политике в области качества, приведенной в разделе 5 ПОКАС(Э) [7], указано, что обеспечение безопасности при использовании атомной энергии является основным приоритетом политики АО Концерн «Росэнергоатом» и Билибинской АЭС, определены цели и направления в области качества, методы и мероприятия по реализации политики, обязательства руководства Билибинской АЭС в области качества, что соответствует требованиям п. 14 НП-090-11.

В разделе 6 ПОКАС(Э) [7], во исполнение требований п. 15 НП-090-11, приведены сведения о функциональной структуре управления Билибинской АЭС и распределении ответственности должностных лиц, о порядке управлении организационными изменениями, о порядке взаимодействия Билибинской АЭС с АО «Концерн Росэнергоатом», федеральными органами исполнительной власти и уполномоченными организациями, осуществляющими государственное управление использованием атомной энергии и государственное регулирование безопасности при использовании атомной энергии, и организациями, осуществляющими деятельность в области использования атомной энергии, о системе качества Билибинской АЭС и др.

В п. 7.1 ПОКАС(Э) [7] отмечено, что управление персоналом направлено на достижение и поддержания необходимой квалификации персонала, осуществляющего безопасную, надёжную и эффективную эксплуатацию АЭС. Во исполнение требований п. 16 НП-090-11, в разделе 7 ПОКАС(Э) [7] приведено описание порядка управления персоналом, предусматривающего определение потребностей в количестве персонала, уровня его подготовки и квалификации; формирование и поддержание культуры безопасности; аттестацию и проверку знаний и навыков персонала, выполняющего работы, влияющие на безопасность АЭС, разработку, выполнение, анализ и корректировку программ подготовки и поддержания квалификации персонала, ведение документации (записей) по управлению персоналом и др.

В п. 7.4 ПОКАС(Э) [7] указано, что требования к обязанностям, квалификации персонала, а также объёмы знаний и навыков, соответствующих квалификации, установлены в должностных инструкциях руководителей и специалистов, и квалификационных характеристиках рабочих профессий. Такой подход соответствует требованиям п. 16 НП-090-11.

Во исполнение требований п. 19 НП-090-11, в разделе 10 ПОКАС(Э) [7] приведено описание порядка оценки и выбора организаций, выполняющих работы и предоставляющих услуги для эксплуатирующей организации; анализа документации, связанной с качеством и безопасностью закупаемого оборудования, комплектующих изделий, материалов, полуфабрикатов и программных средств, а также предоставлением услуг, проводимого с целью обеспечения выполнения установленных требований; идентификации, обеспечения полноты видов контроля и испытаний закупаемого оборудования, комплектующих изделий, материалов, полуфабрикатов и программных средств; хранения оборудования, комплектующих изделий, материалов и полуфабрикатов; оценки соответствия оборудования, комплектующих изделий, материалов, полуфабрикатов и программных средств; проведения входного контроля закупаемого оборудования, комплектующих изделий, материалов, полуфабрикатов; приёмки выполненных работ и предоставленных услуг.

В разделе 11 ПОКАС(Э) [7] приведено описание порядка подготовки и планирования производства; оперативной эксплуатации; обращения с ядерным топливом; обращения с отходами; осуществления производственного и технического контроля, технического освидетельствования; технического обслуживания и ремонта; реконструкции и модернизации систем (элементов); продления ресурса систем (элементов), важных для безопасности Билибинской АЭС; эксплуатационного контроля металла; диагностики элементов, важных для безопасности АЭС; проведения

испытаний и проверок систем (элементов), важных для безопасности Билибинской АЭС; аттестации технологии ведения сварочных работ; обеспечения аварийной готовности Билибинской АЭС и др.

В п. 15.1 ПОКАС(Э) [7] отмечено, что управление несоответствиями установленным требованиям к качеству работ (услуг), процессов, оборудования (ошибок проектирования, изготовления, дефектов и отказов оборудования, нарушений режимов эксплуатации, ошибок работников (персонала) и т.д.) осуществляется при эксплуатации Билибинской АЭС постоянно, требования по управлению несоответствиями содержатся в производственных инструкциях по всем направлениям и видам деятельности. Во исполнение требований п. 24 НП-090-11 в разделе 15 ПОКАС(Э) [7] приведено описание порядка управления несоответствиями, предусматривающего выявление и регистрацию несоответствий; определение и анализ причин выявленных несоответствий (с учётом влияния на безопасность); недопущение применения продукции, а также приемки выполненных работ и (или) предоставленных услуг, не соответствующих установленным требованиям; уведомление руководства о выявленных несоответствиях; определение тенденций изменения причин и характера нарушений по результатам анализа несоответствий; разработку, выполнение, контроль выполнения корректирующих и предупреждающих действий и др.

В разделе 16 ПОКАС(Э) [7] приведено описание порядка проведения аудитов выполнения ПОКАС(Э) [7] и программ обеспечения качества подрядных организаций, предусматривающего планирование аудитов и создание проверяющих групп из компетентных и независимых от проверяемой деятельности специалистов, разработку критериев оценки результативности выполнения ПОК, оценку результативности выполнения ПОК с применением установленных критериев, документирование полученных при проверках результатов и их рассмотрение руководством Билибинской АЭС, разработку и реализацию планов мероприятий по

устранению замечаний, установленных в ходе проверки, контроль их выполнения, подготовку отчётов о выполнении корректирующих действий и др. Такой подход соответствует требованиям п. 25 НП-090-11.

Использованная Заявителем в ПОКАС(Э) [7] терминология соответствует требованиям НП-001-15, НП-090-11, положениям ГОСТ ISO 9000-2015 и документа МАГАТЭ № GS-G-3.1.

Извещением [49] в ПОКАС(Э) [7] внесены следующие изменения:

- в описании порядка аттестации технологии ведения сварочных работ приведены ссылки на действующие нормативные документы;
- приведено описание порядка недопущения приёмки не соответствующих установленным требованиям всех выполненных работ и (или) предоставленных услуг;
- в подразделе 15.4 ПОКАС(Э) [7] откорректирована неправильная нумерация пунктов;
- указаны точные названия АО «Корпорация «ВНИИЭМ» и ПАО «Машиностроительный завод»;
- приведена ссылка на Административный регламент предоставления Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору государственной услуги по лицензированию деятельности в области использования атомной энергии (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 08 октября 2014 г. № 453);
- приведены ссылки на действующие федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии, инструкции и руководства;
- откорректировано описание организационно-функциональной структуры управления Билибинской АЭС.

Извещением [78] в ПОКАС(Э) [7] внесены следующие изменения:

- представлено описание порядка проведения метрологической экспертизы и анализа результативности предупреждающих действий, что соответствует требованиям пп. 19, 21, 24 НП-090-11;
- приведено описание действующих процедур пересмотра, рассылки, поддержания приемлемого качества документов, что соответствует требованиям п. 17 НП-090-11;
- в п. 12.8.1 [7] указано, что метрологический надзор на Билибинской АЭС осуществляет уполномоченный орган управления использованием атомной энергии, Главная организация метрологической службы АО «Концерн Росэнергоатом» и метрологическая служба АЭС.

ПОКАС(Э) [7] и Извещения [49, 78] разработаны и утверждены эксплуатирующей организацией в установленном порядке, что соответствует требованиям п. 6 НП-090-11.

Рекомендации

Из раздела 2 «Нормативные ссылки» ПОКАС(Э) [7] рекомендуется исключить ссылки на документы, имеющие методический или рекомендательный характер (например, руководства по безопасности, методические рекомендации, указания и др.). **(3.10.4-1)**

Порядок оценки соответствия продукции, приведенный в подразделе 10.5 ПОКАС(Э) [7], рекомендуется дополнить с учётом требований НП-071-18. **(3.10.4-2)**

Из второго дефиса п. 14.2 ПОКАС(Э) [7] рекомендуется исключить слово «контрольных», поскольку все испытания оборудования и систем могут использоваться для оценки их соответствия установленным требованиям. **(3.10.4-3)**

3.10.5. План мероприятий по защите персонала в случае аварии на Билибинской АЭС

Во исполнение требований раздела 4.5 НП-001-15 Заявителем представлен План мероприятий по защите персонала в случае аварии на Билибинской АЭС [6]. В п. 1.2 [6] указано, что положения Плана [6] распространяются на персонал АС, личный состав воинской части (подразделения) ВВ и органа внутренних дел МВД России, охраняющих и обслуживающих АС, и объектовых подразделений ФПС по охране АС, персонал организаций (предприятий), обеспечивающих функционирование АС (в период их ввода в эксплуатацию, эксплуатации и вывода из эксплуатации), и подлежат исполнению на площадке АС и в пределах СЗЗ, что соответствует требованиям п. 1.2 приложения к НП-015-12.

Согласно сведениям, приведенным в п. 1.3 [6], решение на введение в действие Плана [6] принимает директор АС (или лицо, его замещающее), а в случае их отсутствия на АС – НСС, что соответствует требованиям п. 1.3 приложения к НП-015-12.

Сведения о характеристике Билибинской АЭС и районе размещения АЭС приведены в разделе 2 [6]. Также в разделе 2 [6] представлены данные о климатических условиях месторасположения АЭС, о СЗЗ и ЗН, радиационно и химически опасных объектах. Набор сведений, представленных в разделе 2 [6], соответствует требованиям п. 2 приложения к НП-015-12.

В разделе 3 [6] и приложении 5 к Плану [6] представлены данные о размерах зон радиоактивного загрязнения, данные по прогнозу доз внешнего и внутреннего облучения, выполнена оценка радиационной обстановки в помещениях АЭС, на площадке АЭС, СЗЗ и ЗН, а также оценка активности и радионуклидного состава аварийного выброса, что соответствует требованиям п. 3.1 приложения к НП-015-12.

Расчёт размеров зон радиоактивного загрязнения, доз внешнего и внутреннего облучения при запроектной аварии представлен в приложении 5 к Плану [6], что соответствует требованиям второго абзаца п. 3.1 приложения к НП-015-12.

Раздел 3.2 [6] содержит данные о расположении защищенных пунктов управления противоаварийными действиями (ЗПУПД АС, ЗПУПД Г и ЗПУПД в районе эвакуации). В разделе 3.2 [6] указано, что ЗПУПД АС оборудован в убежище СБК, ЗПУПД Г расположен в г. Билибино (в здании общежития Билибинской АЭС), ЗПУПД в районе эвакуации (г. Первек) оборудован в здании администрации МО Чаунский район. Защищённые пункты управления противоаварийными действиями имеют каналы связи, ЗПУПД АС оборудован средствами видеоконференцсвязи, ЗПУПД АС и ЗПУПД Г оснащены цифровыми АТС. Совокупность сведений о расположении защищенных пунктов управления противоаварийными действиями, представленных в п. 3.2 [6], соответствуют требованиям п. 3.2 приложения к НП-015-12.

Наличие приведенных в п. 3.3 [6] сведений о расположении защитных сооружений Билибинской АЭС соответствует требованиям п. 3.3 приложения к НП-015-12.

В соответствии с требованиями пп. 3.4 и 3.5 приложения к НП-015-12 в пп. 3.4 и 3.5 [6] представлены данные о численности подлежащего эвакуации персонала АС и персонала организаций, обеспечивающих функционирование АС, и данные о районах и маршрутах эвакуации.

В п. 3.6 [6] представлены данные о дорожно-транспортной сети, что соответствует требованиям п. 3.6 приложения к НП-015-12.

В п. 3.7 [6] приводится описание организации радиационного контроля на площадке АС, в СЗЗ и ЗН. Радиационный контроль окружающей среды осуществляется проектной штатной системой контроля радиоактивных газов,

аэрозолей и радиойода в газовой смеси вентиляционных выбросов АС в атмосферу и мощности дозы гамма-излучения на сбросе ПЛК и лабораторными методами. Датчики АСКРО расположены на промплощадке АС (6 датчиков), в СЗЗ (3 датчика) и в ЗН (1 датчик). Совокупность данных, представленных в п. 3.7 [6], соответствует требованиям п. 3.7 приложения к НП-015-12.

Раздел 3.8 [6] содержит данные о характеристиках локальной системы оповещения Билибинской АЭС. ЛСО охватывает промплощадку АЭС, г. Билибино, пятую площадку и гидротехнические сооружения пятикилометровой зоны от АЭС (100 % населенных пунктов, подлежащих оповещению в зоне ответственности, проект ЛСО согласован МЧС). Объем сведений, представленных в п. 3.8 [6], соответствует требованиям п. 3.8 приложения к НП-015-12.

Наличие сведений об обеспеченности персонала средствами индивидуальной и коллективной защиты, а также о финансовых и материальных ресурсах для ликвидации ЧС, приведенные в п. 3.11 и п. 3.12 [6], соответствует требованиям пп. 3.11 и 3.12 приложения к НП-015-12, соответственно.

Краткая оценка возможной обстановки на Билибинской АЭС при возникновении ЧС приведена в разделе 4 [6]. Оценка возможной обстановки при внешних воздействиях с учетом характеристик конструкций сооружений и зданий и оценка возможной обстановки при пожаре представлены в разделах 4.3 и 4.4 [6] соответственно. Объем сведений, представленных в пп. 4.1-4.5 [6], соответствует требованиям раздела 4 приложения к НП-015-12.

Представленные в п. 5.3 и п. 5.4 [6] критерии объявления состояний «Аварийная готовность» и «Аварийная обстановка» соответствуют требованиям п. 5 и п. 6 НП-005-16.

В п. 5.7 [6] указано, что решение об объявлении на Билибинской АЭС состояний «Аварийная готовность» и «Аварийная обстановка» принимает директор или лицо, исполняющее его обязанности, при этом одновременно с принятием данного решения директор или лицо, исполняющее его обязанности, а при их отсутствии НСС принимает решение о введении в действие Плана мероприятий по защите персонала в случае аварии на Билибинской АЭС [6], что соответствует требованиям п. 7 НП-005-16.

Сведения об организации информационного взаимодействия с общественностью и средствами массовой информации представлены в п. 6.6 [6]. Объём сведений п. 6.6 [6] соответствует требованиям п. 6.6 приложения к НП-015-12.

Наличие приведенных в п. 6.7 [6] сведений об информационном обмене и передаче сообщений между АЦ АС и АЦ Г и другими абонентами СЧСК, соответствует требованиям п. 6.7 приложения к НП-015-12. Представленная в приложении № 9 к Плану [6] схема организации связи и передачи информации при возникновении аварии на Билибинской АЭС, соответствует требованиям приложения № 9 к НП-015-12.

В разделе 7 [6] приведены сведения:

- о приведении в готовность органов управления, месте и времени сбора КЧСО, действиях НСС по приведению в готовность органов управления до прибытия на станцию директора;
- о приведении в готовность к работе ЗПУПД АС, ЗПУПД Г, ЗПУПД РЭ, АЦ АС и АЦ Г;
- о порядке передачи управления между пунктами управления;
- о приведении в готовность, развёртывании сил и средств наблюдения и контроля, сил ликвидации ЧС на АС, их составе, сроках готовности, местах развёртывания.

Объём сведений, приведенных в разделе 7 [6], соответствует требованиям раздела 7 приложения к НП-015-12.

Представленная в приложении № 12 к Плану [6] схема управления силами и средствами ликвидации ЧС на Билибинской АЭС, соответствует требованиям приложения № 12 приложения к НП-015-12.

Объём сведений о действиях руководства Билибинской АЭС, о действиях НСС и оперативного персонала, о порядке проведения мероприятий по защите персонала, а также о порядке, объёме и сроках передачи оперативной и текущей информации об остановке на АЭС, представленный в п. 8 [6], соответствует требованиям п. 8 приложения к НП-015-12.

В п. 8.1 [6] указано, что не позднее, чем через 15 минут после объявления на Билибинской АЭС состояния «Аварийная готовность» или «Аварийная обстановка» и введения в действие Плана мероприятий по защите персонала в случае аварии на Билибинской АЭС [6], информация об этом доводится до оперативного дежурного ИАЦ Ростехнадзора и ОДО «СКЦ Росатома», что соответствует требованиям п. 12 НП-005-16.

В соответствии с требованиями пп. 9.2.1-9.2.4 приложения к НП-015-12, в пп. 9.2.1-9.2.4 [6] представлены сведения о мерах по защите персонала на ранней, средней и поздней фазах аварии. Данные о порядке поддержания защитных сооружений в готовности к немедленному приёму персонала, о порядке укрытия персонала в убежищах при радиационной аварии и других ЧС, а также о донесениях о проведении мероприятий по инженерной защите представлены в п. 9.3 [6], что соответствует требованиям п. 9.3 приложения к НП-015-12.

В п. 10 [6] представлены сведения о ликвидации чрезвычайных ситуаций на Билибинской АЭС и привлекаемых силах и средствах, включая сведения:

– о руководстве работами по ликвидации ЧС на АС;

- о руководстве и проведении АСДНР по ликвидации радиационной аварии;
- об организации работ по ликвидации пожара;
- об организации работ по ликвидации химических аварий с выбросом (разливом) АХОВ;
- об организации работ по ликвидации ЧС по причине внешних воздействий природного происхождения.

Совокупность сведений, приведенных в разделе 10 [6], соответствует требованиям раздела 10 приложения к НП-015-12.

В разделе 11 [6] представлены сведения об обеспечении сил и средств, привлекаемых для ликвидации ЧС на АС. Согласно сведениям, представленным в п. 11.1 [6], служба радиационной и химической разведки состоит из:

- группы радиационной и химической разведки (11 чел.);
- группы радиационной безопасности главного корпуса (2 чел.);
- группы выдачи и обработки средств ИДК (3 чел.);
- группы ремонтов приборов ИДК (2 чел.);
- поста наблюдения (4 чел.);
- лаборатории радиационной разведки (3 чел.).

Объём сведений раздела 11 [6] соответствует требованиям раздела 11 приложения к НП-015-12.

Заявителем представлено Извещение [64] об изменении № 4 Плана мероприятий по защите персонала [6], где в п. 2.2.3 [6] добавлены сведения о том, что на Билибинской АЭС СЗЗ установлена радиусом 0,5 км, а зона наблюдения составляет 5 км, отсчитываемых от геометрического центра

вентиляционных труб, тем самым выполнено требование п. 2.2.3 приложения к НП-015-12.

Извещением [64] в п. 9.5.2 [6] добавлены сведения о том, что специальная санитарная обработка при проведении эвакуационных мероприятий проводится группой санитарной обработки команды дезактивации и санобработки в пункте специальной обработки Билибинской АЭС, что соответствует требованиям п. 9.5.2 приложения к НП-015-12.

Извещением [64] в приложение № 12 «Схема управления силами и средствами ликвидации ЧС на Билибинской АЭС» [6] добавлены указания на Ростехнадзор и Роспотребнадзор, что соответствует требованиям приложения № 12 приложения к НП-015-12.

По результатам экспертизы замечаний нет.

3.10.6. Технологический регламент обращения с радиоактивными отходами на Билибинской АЭС

Технологический регламент обращения с радиоактивными отходами на Билибинской АЭС с изменениями № 1 и № 2 [9] определяет порядок сбора, сортировки, переработки и транспортирования РАО на временное хранение в хранилищах радиоактивных отходов Билибинской АЭС.

Определение термина ТРО и критерии отнесения отходов к категории ТРО, представленные в Регламенте [9], установлены в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 19.10.2012 № 1069.

Определение термина ЖРО и критерии отнесения отходов к категории ЖРО, представленные в Регламенте [9], установлены в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 19.10.2012 № 1069.

Классификация ТРО и ЖРО по удельной активности выполнена в соответствии с требованиями п. 3.12.3 ОСПОРБ-99/2010.

Порядок обращения с ТРО представлен в п. 2.6 и разделе 4 Регламента [9]. В п. 2.6 Регламента [9] указано, что на Билибинской АЭС реализованы следующие стадии обращения с ТРО – сбор, сортировка, переработка (прессование), транспортирование и хранение в хранилищах ТРО.

В разделе 4 Регламента [9] приведено описание порядка сбора, сортировки и переработки (прессования) ТРО. В п. 4.22 Регламента [9] указано, что сбор РАО осуществляется отдельно от нерадиоактивных отходов и запрещается загрузка нерадиоактивных отходов в сборники-контейнеры для ТРО, что соответствует требованиям п. 17 НП-020-15. Загрузка отходов в сборники-контейнеры производится под контролем переработчика РАО, а в его отсутствие – под контролем дозиметристов ОРБ, которые замеряют уровень загрязнения отходов и определяют сборник-контейнер для загрузки отходов, что соответствует требованиям п. 13 НП-020-15.

В пп. 4.8-4.10, 4.15, 4.26 Регламента [9] указано, что сбор РАО осуществляется в зависимости от их категории и морфологического состава, что соответствует требованиям п. 20 НП-020-15. В п. 21 Регламента [9] указано, что ОЗИИИ собираются отдельно и направляются в специализированную организацию.

В п. 4.18 Регламента [9] приведены сведения о предварительной переработке РАО (измельчение, резка, дезактивация), в пп. 4.24-4.27 – общие сведения о прессовании ТРО категорий НАО и ОНАО. В пп. 4.27-4.28 Регламента [9] приведены общие сведения о хранении ТРО.

В разделе 6 Регламента [9] приведены сведения о транспортировании ТРО. Указано, что транспортирование осуществляется на спецавтомобиле ОТ-20, имеющем санитарно-эпидемиологическое заключение. ТРО категорий НАО в клетях, содержащих 6 бочек, и ОНАО транспортируются в ХНАО-2. ТРО категорий САО и ВАО транспортируются в ХСО.

Порядок обращения с ЖРО представлен в разделе 5 Регламента [9]. Заявителем указано, что в процессе работы Билибинской АЭС образуются следующие ЖРО:

- кубовый остаток и пульпа выпарных установок СВО;
- пульпа, образующаяся при очистке БТрВ, БОскВ;
- пульпа, образующаяся при перегрузках ФСД и фильтров СВО.

Трапные воды по системе спецканализации собираются в баки трапных вод и перерабатываются на ВУ СВО. Кубовый остаток и пульпа ВУ СВО по трубопроводам направляется в ёмкость № 1 ХЖО, в соответствии с Инструкцией по эксплуатации спецводоочистки Билибинской АЭС (1.2.1.02.001.01.200). В п. 7.9 [9] указано, отработанные ИОС, образующиеся при перегрузке ФСД и фильтров СВО, транспортируются и на временное хранение в ХЖО-2. В п. 5.3 Регламента [9] указано, что для сбора и транспортирования ЖРО применяется специальная ёмкость, характеристики которой приведены в таблице 4.

В разделе 7 Регламента [9] приведено описание порядка транспортирования ЖРО по промплощадке Билибинской АЭС, где указано, что:

- пульпа, образующаяся при очистке БТрВ, а также пульпа, образующаяся при очистке БОскВ, прямков БТрВ и БОскВ, транспортируется и выгружается на временное хранение в ХЖО-1;
- отработавшая ионообменная смола, образующаяся при перегрузке ФСД и фильтров СВО, транспортируется и выгружается на временное хранение в ХЖО-2.

В разделах 7, 8 Регламента [9] приведена информация о том, что транспортирование ТРО и ЖРО на специальных автомобилях в пределах промплощадки Билибинской АЭС осуществляется по установленным

маршрутам, схема транспортирования приведена в приложении А к [9], что соответствует требованиям п. 54 НП-058-14.

В разделе 9 Регламента [9] описано обращение с ГРО. Указано, что в состав вытяжной вентиляции, входит 29 вентсистем, обслуживаемых персоналом РТЦ, назначение, состав и характеристики вентсистем, а также порядок их эксплуатации приведен в Инструкции по эксплуатации вентсистем Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.1.02.001.01.65).

В таблице 10 Регламента [9] приведены сведения о пунктах хранения РАО (ХНАО-1, ХНАО-2, ХСО, ХЖО) – проектный объём, предельно допустимая удельная и общая активность РАО, радионуклидный и химический состав, физическое состояние, а также сроки хранения, что соответствует требованиям п. 45 НП-058-14.

В разделе 10 Регламента [9] приведены сведения о радиационном контроле при обращении с РАО, включая:

- виды радиационного контроля;
- объекты радиационного контроля;
- контролируемые параметры;
- порядок и периодичность радиационного контроля,

что соответствует требованиям п. 11 НП-058-14.

Указано [9], что радиационный контроль при обращении с РАО осуществляется в соответствии с Регламентом радиационного контроля на Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.1.01.999.06.17). Результаты радиационного контроля фиксируются в оперативно-технической документации ОРБ.

Раздел 11 [9] содержит описание мер безопасности при обращении с РАО. Приведен перечень используемых СИЗ персонала, указаны меры по обеспечению безопасности при работе с грузоподъёмными механизмами.

Раздел 12 [9] содержит описание возможных отказов систем обращения с ТРО и ЖРО. В пп. 6.15, 12.6 Регламента [9] указано, что ликвидация аварий (пожара) и меры защиты персонала при нарушении в работе системы обращения с ТРО и ЖРО производятся в соответствии с Инструкцией по предупреждению и ликвидации аварий (пожара) в системах обращения с радиоактивными отходами на Билибинской АЭС (БиАЭС 1.3.2.01.06.26), что соответствует требованиям п. 16 НП-058-14.

Редакционные замечания

В Регламенте [9] не указаны перечень контролируемых характеристик ЖРО, методы и средства их контроля, включая представительность отбора проб, а также порядок документирования и хранения результатов контроля.

(3.10.6-1)

Приведенные в таблице 8 «Анализ возможных отказов системы обращения с ТРО» [9] сведения о том, что хранилища РАО хранятся только негорючие ТРО, противоречат сведениям в разделе 4 Регламента [9].

(3.10.6-2)

В Регламенте [9] не указаны технические решения и организационные мероприятия по «осушению» ТРО согласно п. 4.19 Регламента [9].

(3.10.6-3)

В п. 21 Регламента [9] указано, что ОЗИИИ собираются отдельно и направляются в специализированную организацию, однако не приведены сведения о местах хранения ОЗИИИ и требованиях безопасности при обращении с ними (либо ссылки на соответствующую эксплуатационную документацию).

(3.10.6-4)

Рекомендации

Рекомендуется привести в Регламенте [9] критерии «безопасного состояния» взрывоопасных или самовоспламеняющихся ТРО, а также методы и средства технологического контроля, обеспечивающие контроль характеристик таких ТРО. **(3.10.6-5)**

Рекомендуется привести в Регламенте [9] ссылку на эксплуатационную документацию, в которой установлены технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности при обращении с РАО в части методов и средства технологического контроля, включая методы и средства определения и контроля характеристик ТРО (относящихся к категориям САО и ВАО) и ЖРО, и документирования сведений о его результатах. **(3.10.6-6)**

В п. 4.6 Регламента [9] указано, что контейнеры (включая бочки), применяемые для транспортирования и временного хранения РАО, подлежат обязательной сертификации в соответствии с приказом Ростехнадзора от 21.07.2017 № 277. Заявителю рекомендуется дополнить Регламент [9] сведениями о соответствующих сертификатах и сроках их действия. **(3.10.6-7)**

Заявителю рекомендуется дополнить Регламент [9] информацией о действиях персонала при нарушениях нормальной эксплуатации, включая аварии (основные положения). **(3.10.6-8)**

3.10.7. Инструкция по эксплуатации хранилищ радиоактивных отходов Билибинской АЭС

Инструкция [10] определяет порядок эксплуатации и контроля состояния хранилищ РАО. В п. 1.2 Инструкции [10] установлен перечень должностей, для которых данная инструкция обязана к исполнению.

В разделе 2 Инструкции [10] приведено описание хранилищ РАО с указанием ряда технических характеристик – геометрических размеров,

объёма хранилищ, массы бетонных съёмных перекрытий и проч. Схемы хранилищ РАО приведены в Приложении А [10].

В разделе 3 Инструкции [10] установлен порядок эксплуатации хранилищ РАО. Указано, что эксплуатацию хранилищ РАО осуществляет отдел радиационной безопасности Билибинской АЭС, установлена ответственность начальника отдела за правильность эксплуатации. В разделе 3 [10] содержатся общие указания по организации эксплуатации хранилищ. Так, установлено, что [10]:

- территория хранилищ должна очищаться от мусора;
- проезды должны быть свободны;
- определены положения по обеспечению пожарной безопасности хранилищ;
- установлены места хранения ключей от шлагбаумов для проезда на территорию (соответствие требованиям п. 14 НП-058-14) и т.п.

В разделе 4 Инструкции [10] приведены указания по осуществлению контроля состояния хранилищ. Указана периодичность технических осмотров один раз в полгода. Установлено, что радиационный контроль и контроль уровня грунтовых вод осуществляется персоналом лаборатории внешней дозиметрии отдела радиационной безопасности в соответствии с «Регламентом радиационного контроля окружающей среды в районе расположения Билибинской АЭС». Схема расположения контрольно-наблюдательных скважин вокруг хранилищ приведена в приложении Б [10]. В приложении Г [10] приведены указания персоналу по проведению визуального внутреннего осмотра и инструментального измерения свободного объёма ёмкостей хранилищ жидких радиоактивных отходов № 1 и № 2 Билибинской АЭС. При проведении осмотра определяется свободный объём в ХЖО (расчётным способом, проводится измерение уровня ЖРО в хранилище линейкой).

В разделе 5 Инструкции [10] указаны меры безопасности при эксплуатации хранилищ:

- люки хранилищ должны быть постоянно закрыты и опломбированы;
- работы по обращению с РАО должны проводиться по нарядам-допускам или дозиметрическим нарядам;
- проведение работ должно осуществляться со средствами индивидуальной защиты и ИДК,

что соответствует требованиям п. 15 НП-058-14.

В разделе 6 Инструкции [10] содержатся указания персоналу, определяющие порядок тушения пожара в ХСО. Схема подачи огнетушащего вещества в ХСО приведена в Приложении В к [10]. В разделе 7 Инструкции [10] содержатся указания персоналу, определяющие порядок тушения пожара в ХНАО.

В Инструкцию [10] внесены изменения № 3 и № 4. Изменением № 3 п. 1.3 Инструкции [10] дополнен указанием на правила пожарной безопасности при эксплуатации атомных станций СТО 1.1.1.04.001.1500-2018.

Изменением № 4 в Инструкции [10] уточнены схемы расположения автоприцепа, устанавливаемого для выгрузки РАО в ХСО № 2 (автоприцеп устанавливается не в проезде между ХСО № 1 и ХСО № 2, как было указано ранее, а непосредственно рядом с ХСО № 2), приведенной в приложении А.3 к Инструкции [10].

Рекомендации

В Инструкции [10] рекомендуется привести ссылку на эксплуатационную документацию, в которой установлены методы и средства технологического контроля, включая методы и средства определения и контроля характеристик РАО. **(3.10.7-1)**

В Инструкции [10] рекомендуется привести ссылку на эксплуатационную документацию, в которой регламентированы работы по загрузке ТРО в хранилища и мероприятия по обеспечению безопасности при загрузке ТРО. **(3.10.7-2)**

В Инструкции [10] рекомендуется привести ссылку на эксплуатационную документацию, в которой регламентированы работы по загрузке ЖРО в ХЖО-1 и ХЖО-2 и мероприятия по обеспечению безопасности при загрузке ЖРО. **(3.10.7-3)**

В Инструкции [10] рекомендуется привести ссылку на эксплуатационную документацию, в которой регламентированы действия персонала при нарушениях нормальной эксплуатации хранилищ РАО, включая аварии. **(3.10.7-4)**

3.10.8. Инструкция по обеспечению ядерной безопасности при транспортировании, перегрузке и хранении «свежего» и отработавшего топлива на Билибинской АЭС

В соответствии с требованиями п. 1.2.4 НП-001-15, Заявителем разработана Инструкция по обеспечению ядерной безопасности при транспортировании, перегрузке и хранении «свежего» и отработавшего топлива на Билибинской АЭС (далее – Инструкция [8]), в которой представлены меры по обеспечению ядерной безопасности при обращении с ЯТ на Билибинской АЭС. Инструкция [8] разработана с учётом требований Технологических регламентов безопасной эксплуатации энергоблоков Билибинской АЭС [2], что соответствует требованиям п. 4.1.2 НП-001-15 и п. 4.2 НП-082-07.

В разделе 1 Инструкции [8] указана область применения Инструкции, перечислены документы, использованные при ее составлении, и должностные лица, которые должны знать её в полном объеме и в объеме, определенном должностными инструкциями. Указаны ответственные хранители всех ТВС и каналов СУЗ, ответственные за организацию

транспортировки ТУК и перечислены их обязанности. Указаны лица, ответственные за организацию работ по обеспечению ядерной безопасности, а также за выполнение требований Инструкции [8], что соответствует требованиям п. 1.2.24 НП-001-15.

В разделе 2 [8] описаны условия обеспечения ядерной безопасности при транспортировании, перегрузке и хранении «свежего» и отработавшего топлива. В частности указано, что ядерная безопасность транспортного контейнера ТК-С7М при перевозке и транзитном хранении обеспечивается в соответствии с требованиями раздела 2.12 НП-053-16. При этом количество упаковок на одном транспортном средстве или в группе при транзитном хранении не должно превышать 7 штук. В п. 2.4 [8] описаны условия хранения ОТВС в бассейнах выдержки. Указано, что нормы хранения ЯТ в БВ составляют:

- БВ-1 – 2050 ОТВС;
- БВ-2 – 2300 ОТВС;
- БВ-3 – 2300 ОТВС;
- БВ-4 – 1980 ОТВС.

Согласно п. 2.5 [8], нормы хранения и шаг размещения «свежих» ТВС на узлах развески, нормы хранения, геометрические размеры пеналов и направляющих конструкций БВ исключают возможность недопустимого перемещения ТВС, в результате которых может возникнуть СЦР.

Как указано в п. 2.6 [8], в хранилищах «свежего» и отработавшего топлива не требуется устанавливать систему аварийной сигнализации о возникновении самоподдерживающейся цепной реакции (заключение ОЯБ ФЭИ № 00-040, утвержденное ДБЧС Минатома России).

В разделе 3 [8] представлена информация о транспортировании «свежих» ТВС и каналов СУЗ, которое осуществляется воздушным и автомобильным транспортом.

Как указано в п. 3.1.1 [8], самолет ИЛ-76 транспортирует в аэропорт Кепервеем одновременно до шести упаковок. Согласно п. 3.4.2 [8], транспортирование ТВС или каналов СУЗ из аэропорта на Билибинскую АЭС автомобильным транспортом производится по маршруту без остановок, со скоростью не выше 25 км/час. Заезд в населенные пункты запрещается. После прибытия груза на станцию, по результатам проверки, контроля и осмотра ТВС (каналов СУЗ) комиссия составляет акт в двух экземплярах, форма акта представлена в Приложении А [8].

Согласно п. 3.8.3 [8], максимальный коэффициент размножения для размещаемых на узле развески ТВС с обогащением 3,6 % по ^{235}U не более 0,51 для ситуации, когда пространство между ТВС заполнено водой.

В разделе 4 [8] перечислены работы по загрузке «свежих» каналов СУЗ в транспортные контейнеры при необходимости возврата на завод-изготовитель.

В разделе 5 [8] представлена подготовка ТУК к отправке и их отправка в аэропорт Кепервеем, включая погрузку ТУК на автоприцеп и транспортирование ТУК с каналами СУЗ от Билибинской АЭС в аэропорт Кепервеем.

В разделе 6 [8] приведена информация о перегрузки активной зоны реакторов ЭГП-6. Как указано в п. 6.1 [8], порядок проведения перегрузки активной зоны определяется рабочей программой, рабочим графиком и картограммой загрузки. Подготовка рабочей программы и картограмм перегрузки выполняется персоналом ОЯБиН. Согласно п. 6.6 [8], ответственным за ядерную безопасность при выполнении работ по

перегрузке является начальник РТЦ или лицо, выполняющее его обязанности.

В разделе 7 [8] приведены условия хранения ОТВС в бассейнах выдержки, расположенных в центральном зале главного корпуса. Как указано в п. 7.6.12 [8], радиационно-технологический контроль параметров в БВ-4 осуществляется автоматически. В таблице 1 [8] указаны нормы качества воды в бассейнах выдержки и воды для их заполнения. Как указано в п. 7.7.1 [8], БВ-1 и БВ-2 находятся в режиме сухого хранения ОТВС. Согласно п. 7.8.3 [8], ответственным за сохранность перегруженных в пеналы БВ ОТВС является ответственный хранитель ТВС и каналов СУЗ на Билибинской АЭС.

В разделе 8 [8] указаны аварийные состояния, технические меры и организационные мероприятия по обеспечению безопасности, включая аварии автомобиля, перевозящего упаковки (опрокидывание, столкновение, нарушение крепления упаковок на автоприцепе, пожар и т.п.), уменьшение уровня воды в БВ ниже допустимого, повышение удельной активности осколков деления в воде БВ, повреждение «свежих» ТВС при транспортных операциях. Согласно п. 8.6 [8], в качестве исходных событий проектных аварий рассматриваются:

- падение пенала ОТВС в БВ;
- падение крана центрального зала на направляющую конструкцию БВ;
- возникновение пожара в местах хранения и обращения с ЯТ;
- землетрясение;
- полное прекращение электроснабжения;
- образование взрывоопасных смесей в БВ в режиме «мокрого» хранения;
- зависание ОТВС при перегрузке.

Как указано в п. 8.7.11 [8], наиболее неблагоприятной является ситуация с переливом воды в БВ выше головки ОТВС с проникновением воды в ОТВС и пенал. При такой ситуации значение $k_{эф}$ в БВ-4 может достичь значения 0,937. При этом отмечено, что возникновение такой ситуации маловероятно, т.к. в проекте системы охлаждения предусмотрены защитные блокировки, исключающие подъём воды в БВ-4 выше отметки +3,575. Кроме того, на отметке +3,650 предусмотрен перелив, поддерживающий безопасный уровень, в случае несрабатывания защитных блокировок.

В п. 8.9 [8], указано, что запроектные аварии (полное обезвоживание БВ, падение технологического оборудования и строительных конструкций на отсеки хранения, возникновение СЦР и замерзание воды в БВ) рассмотрены в Руководстве по управлению запроектными авариями [5].

В Приложениях А-Е [8] представлены форма акта проверки поступивших ТВС, приведено описание транспортно-технологических операций для ТУК, схемы крепления контейнеров на автоприцепах и строповки для ТВС, определены инструкции по обращению с упаковками, оснащёнными индикаторами удара.

Инструкция [8] разработана с учётом более чем сорокалетнего опыта транспортирования, перегрузки и хранения «свежего» и отработавшего топлива на Билибинской АЭС, в соответствии с требованиями федеральных норм и правил в области использования атомной энергии, с учётом текущего состояния станции и вводом в действие новой редакции документа «Инструкция о мерах пожарной безопасности на Билибинской атомной станции».

По результатам экспертизы замечаний нет.

3.10.9. Паспорт реакторной установки энергоблока № 2 Билибинской АЭС

Заявителем представлен Паспорт реакторной установки энергоблока № 2 Билибинской АЭС [3] с изменением № 1 [53] (далее – Паспорт РУ). В изменении № 1 [53] к Паспорту РУ [3] указан срок повторного продленного срока эксплуатации – 6 лет. Паспорт разработан на основании обосновывающих документов [28д – 30д] и ОУОБ [32]. В пп. 1÷9 Паспорта РУ [3] представлена информация о реакторной установке в соответствии с рекомендациями РБ-137-17 (наименование АС, назначение РУ, разработчики проекта РУ, тип РУ, дата первого вывода реактора в критическое состояние, дата ввода блока в промышленную эксплуатацию).

Представленные в пп. 10, 11 Паспорта РУ [3] основные проектные характеристики реакторной установки и активной зоны реактора соответствуют разделам 1.1, 4.1.1, 5.1.3 ОУОБ [32].

В таблице п. 12 Паспорта РУ [3] представлены проектные значения нейтронно-физических характеристик, соответствующие документам [28д, 29д], и результаты эксплуатационных измерений НФХ активной зоны реактора энергоблока № 2 Билибинской АЭС, выполненных как до, так и после перегрузки топлива. Указанные значения соответствуют требованиям пп. 2.3.2.2, 2.3.3.15 НП-082-07 и п. 5.4 Приложения к НП-082-07.

В п. 13 Паспорта РУ [3] представлены следующие значения параметров активной зоны реактора с максимальным запасом реактивности:

- температура замедлителя – 40°C;
- температура теплоносителя – 40°C;
- среднее выгорание топлива в ТВС – 130 МВт·сут/ТВС;
- степень «отравления» ксеноном – 0 %.

При этом, согласно п. 12.3 Паспорта РУ [3], максимальный запас реактивности составляет 6,7 % $\Delta K/K$.

В таблице п. 14 Паспорта РУ [3] приведены характеристики системы останова реактора, соответствующие характеристикам, представленным в [32, 28д]. Значения максимальной скорости увеличения реактивности при извлечении групп регулирующих органов СУЗ, представленные в Паспорте РУ [3], соответствуют требованиям п. 2.3.3.14 НП-082-07.

В п. 15 Паспорта РУ [3] представлены характеристики систем аварийного охлаждения реактора, включая систему аварийной подачи питательной воды и систему подачи питательной воды от внешнего источника в главный корпус. В Паспорте РУ [3] отмечено, что запас воды в подпиточных ёмкостях составляет 128 м³, объём промежуточного резервуара в системе подачи воды от внешнего источника – 100 м³. Приведенные характеристики соответствуют разделам 4.5.1.3, П. 5.3.12, П. 5.3.14.2 ОУОБ [32].

В пп. 16, 17 Паспорта РУ [3] представлена информация об аппаратуре аварийной защиты и контроля нейтронного потока, количестве каналов измерения реактивности, типах приборов и ионизационных камер, их диапазонах измерений. Представленные в пп. 16, 17 Паспорта РУ [3] характеристики соответствуют требованиям пп. 2.3.2.11, 2.3.2.12, 2.3.2.14, 2.3.3.1 НП-082-07 и данным раздела 4.1.2.2 ОУОБ [32].

В п. 18 Паспорта РУ [3] приведен перечень сигналов и уставок аварийной защиты, включающий 12 условий срабатывания АЗ, совпадающий с перечнем, представленным в подразделе 2.4.2.1.1.2 ОУОБ [32]. Представленные в п. 18 Паспорта РУ [3] с изменением № 1 [53] данные соответствуют требованиям пп. 2.3.2.23 – 2.3.2.25 НП-082-07.

В п. 19 Паспорта РУ [3] приведен перечень документов и их учётные номера, на основании которых составлен Паспорт. Паспорт подписан

заместителем Генерального директора – директором филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Билибинская атомная станция», снабжен бланком «Перечень изменений паспортных данных», что соответствует рекомендациями РБ-137-17. Также к Паспорту РУ [3] приложена картограмма активной зоны реактора энергоблока № 2 Билибинской АЭС.

По структуре и содержанию Паспорт РУ [3] с изменением № 1 [53] соответствует рекомендациям РБ-137-17.

По результатам экспертизы замечаний нет.

3.10.10. Типовая программа контроля состояния основного металла, сварных соединений и наплавленных поверхностей оборудования, трубопроводов и других элементов энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период дополнительного срока эксплуатации

Типовая программа [17] разработана с учётом требований п. 50 НП-084-15 на период дополнительного срока эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС. Согласно п. 1.1 [17], Типовая программа устанавливает общие положения, организационно-технические мероприятия, элементы (объекты), узлы, зоны контроля, методы контроля для каждой зоны, нормативные и эксплуатационные документы, в которых приведены методики контроля, периодичность, нормы оценки качества, порядок увеличения количества зон контроля, минимально-необходимые объёмы контроля, достаточные для обеспечения безопасной эксплуатации Билибинской АЭС. Типовая программа [17] предназначена для проведения контроля основного металла, сварных соединений и наплавленных поверхностей при эксплуатации оборудования, трубопроводов и других элементов АС.

В соответствии с п. 1.2 [17], Типовая программа разработана с учётом требований НП-001-15, НП-084-15, НП-017-18.

Согласно п. 5.4 [17], контроль металла оборудования, трубопроводов и других элементов АС проводится на остановленном энергоблоке в период плановых ремонтов.

В разделе 5 [17] Заявитель определил требования к системам неразрушающего и разрушающего контроля, рабочим программы контроля, схемам контроля, технологическим картам контроля, выборочному контролю, к отчётной и учётной документации, персоналу и подразделениям, выполняющим контроль. Программа неразрушающего контроля состояния основного металла и сварных соединений оборудования, трубопроводов и других элементов АС с реакторами ЭГП-6 приведена в таблице 7.1 [17].

В разделе 8 [17] указаны требования к контролю механических свойств основного металла и сварных соединений трубопроводов с ЭГП-6. Требования к порядку и нормам оценки результатов контроля при эксплуатации определены в разделе 9 [17]. Перечень систем и элементов АС, важных для безопасности, приведен в Приложении А [17].

В Приложениях Б – Г [17] приведены общие технические сведения об основном оборудовании, трубопроводах и арматуре Билибинской АЭС, зоны проведения контроля элементов трубопроводов, нормы минимально допускаемых толщин стенок элементов трубопроводов при эрозионно-коррозионном износе.

Заявителем представлено Извещение [60] об изменении № 1 к Типовой программе [17]. Изменением [60] из п. 5.7 [17] исключен второй абзац, содержащий некорректные положения. Извещением [60] откорректирован п. 5.12 [17] с учётом требований НП-084-15 к объёму эксплуатационного контроля. Также из текста указанного пункта исключён некорректный термин «элементов (узлов) контроля».

Извещением [60] п. 5.1 [17] приведён в соответствие с требованиями НП-084-15 и НП-017-18.

Извещением [60] в разделе 2 и таблице 7.1 Типовой программы [17] ссылка на РБ-089-14 заменена на ГОСТ Р 50.05.08-2018, РБ-090-14.

В Извещении [60] приведена корректная редакция п. 1.1 [17], в которой исключен термин «элементов (объектов)». Извещением [60] в п. 5.22 [17] ссылка на РД ЭО 1.1.2.25.0295.2011 заменена на п. 265 НП-084-15. Извещением [60] исключены пп. 5.13, 5.26 и 5.30 и раздел 8 [17].

Извещением [60] отредактирован п. 5.10 [17], в новой редакции которого исключены термины «конкретные узлы», «контролируемые узлы элементов», а также отредактирован п. 5.2 [17].

Извещением [60] п. 5.18 [17] отредактирован с учётом требований п. 89 НП-084-15. Извещением [60] в п. 1.1 [17] приведены ссылки на ФНП. В п. 5.4 [17] Извещением [60] исключен некорректный термин «средства НК/РаК». пункт 5.10 [17] Изменением [60] изложен в новой редакции, исключено некорректное перечисление «и т.д.».

Извещением [60] раздел 3 [17] дополнен термином «реперная зона контроля». В п. 5.20 [17] с изменениями по Извещению [60] отмечено, что в случае увеличения значений контролируемых параметров оценка эксплуатационной надёжности оборудования и трубопроводов определяется в соответствии с приложением № 14 НП-084-15.

Извещением [60] в п. 5.22 [17] приведена ссылка на п. 265 НП-089-15. В п. 5.28 [17] Извещением [60] приведены корректные ссылки на приложения В и Г Типовой программы. В приложении Г [17] Извещением [60] исключены неактуальные разделы Г.2, Г.3.

В приложении Б [17] Извещением [60] исключён некорректный термин «основное оборудование, трубопроводы и арматура». В Извещении [60] приведены пояснения к проведению оценки соответствия инструкций по контролю, указанных в столбце «Методики контроля» таблицы 7.1 [17].

Рекомендация

Первый абзац п. 5.22 [17] рекомендуется привести в соответствие требованиям п. 265 НП-089-15. **(3.10.10-1)**

Выводы и предложения по разделу 3

1. Обоснование безопасности эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС в части подбора, подготовки, поддержания квалификации, допуска к самостоятельной работе и минимальных требований к количеству и составу персонала Билибинской АЭС [13, 32, 50] соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.
2. Обоснование организации радиационной защиты и радиационного контроля при эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС [32, 33] соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.
3. Организация технической поддержки, текущего ремонта и обслуживания систем, важных для безопасности, для периода повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС [16, 32] соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.
4. Организация контроля работоспособности систем, важных для безопасности, энергоблока № 2 Билибинской АЭС [25, 32] соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.
5. Эксплуатационная документация:
 - Технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС [2] с изменениями по Извещению [71];

- Паспорт реакторной установки энергоблока № 2 Билибинской АЭС [3] с изменением № 1 [53];
- Инструкция по предупреждению и ликвидации нарушений на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС [4];
- Руководство по управлению запроектными авариями на Билибинской АЭС [5] с изменениями по Извещениям [69, 70];
- План мероприятий по защите персонала в случае аварии на Билибинской АЭС [6] с изменениями по Извещению [64];
- Инструкция по обеспечению ядерной безопасности при транспортировании, перегрузке и хранении «свежего» и отработавшего топлива на Билибинской АЭС [8];
- Технологический регламент обращения с радиоактивными отходами на Билибинской АЭС [9];
- Инструкция по эксплуатации хранилищ радиоактивных отходов Билибинской АЭС [10];
- Программа обеспечения качества при эксплуатации Билибинской АЭС [7] с изменениями по Извещениям [49, 78];
- Типовая программа контроля состояния основного металла, сварных соединений и наплавленных поверхностей оборудования, трубопроводов и других элементов энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период дополнительного срока эксплуатации [17] с изменениями по Извещению [60];
- Программа управления ресурсом оборудования и трубопроводов энергоблока № 2 Билибинской АЭС [26],

разработана в соответствии с требованиями федеральных норм и правил в области использования атомной энергии и может быть применена на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС.

6. Общие положения Программы управления ресурсом [26] и методология управления ресурсом оборудования и трубопроводов энергоблока № 2 Билибинской АЭС соответствуют требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.
7. Организация учёта и контроля ядерных материалов [18, 18.1 – 18.11, 54], радиоактивных веществ и радиоактивных отходов [19.1 – 19.2, 19.4 – 19.8] на Билибинской АЭС соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.
8. Обоснование организации аварийной готовности на Билибинской АЭС [32] соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.
9. Обоснование организации физической защиты на Билибинской АЭС [20] соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.
10. Заявителю предлагается учесть редакционные замечания и принять во внимание рекомендации данного раздела настоящего Экспертного заключения.

4. Оценка работоспособности систем, важных для безопасности, с учётом результатов комплексного обследования и продления срока службы оборудования и трубопроводов в период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока

4.1. Реакторная установка

Реактор ЭГП-6 энергоблока № 2 Билибинской АЭС относится к классу одноконтурных кипящих водо-графитовых реакторов малой мощности 62 МВт (тепл.), на тепловых нейтронах с естественной циркуляцией теплоносителя. Как указано в п. 4.1.1.1.1 [32], конструкция реактора ЭГП-6 (рисунок 4.1.1.1.1 [32]) выполняет следующие функции:

- образует герметичный объём, в котором находится графитовая кладка, ТВС, каналы СУЗ, составляющие активную зону реактора;
- обеспечивает тепловую и радиационную защиту во всех направлениях;
- образует силовую конструкцию, к которой крепятся все элементы реактора и которая воспринимает все нагрузки.

Согласно п. 4.1.1.1.1 [32], работоспособность конструкции реактора подтверждена прочностными, нейтронно-физическими, теплогидравлическими и радиационными расчётами, данными стендовых испытаний отдельных элементов конструкции, а также многолетним опытом эксплуатации.

В соответствии с требованиями НП-001-15, реактор ЭГП-6 относится к системам и элементам нормальной эксплуатации, важным для безопасности, класс безопасности 1Н, категория сейсмостойкости I по НП-031-01.

Согласно п. 4.1.1.1.1 [32], реактор состоит из верхней и нижней плит, кожуха с компенсатором температурных расширений, бака биологической защиты, тепловыделяющих сборок, каналов системы управления и защиты, трубопроводов охлаждения бака биологической защиты и нижней плиты,

верхнего защитного перекрытия. Верхняя и нижняя плиты с приваренным к ним кожухом с компенсатором температурных расширений в осевом направлении образуют первый барьер герметизации внутреннего пространства, внутри которого размещена графитовая кладка реактора. Дно шахты реактора и ББЗ, соединенный с помощью герметизирующей обечайки с верхней плитой, образуют второй барьер внутриреакторного пространства.

Кладка реактора, как указано в п. 4.1.1.1.1 [32], опирается на нижнюю плиту, которая через опоры установлена на дно шахты реактора. Кладка реактора имеет цилиндрическую форму диаметром 6000 мм и высотой 5250 мм и является замедлителем и отражателем нейтронов, а также частью защиты от ионизирующих излучений. Кладка реактора заключена в цилиндрический герметичный кожух, наполняемый для уменьшения выгорания графита при высоких температурах азотом под избыточным давлением 200 Па.

Согласно п. 4.1.1.1.1 [32], в верхнюю плиту вварены стояки, через которые проходят ТВС, каналы СУЗ и каналы датчиков контроля энерговыделения. Над верхней плитой между стояками размещены трубопроводы подвода и отвода теплоносителя от ТВС, трубопроводы контура теплоотвода от каналов СУЗ, трубопроводы контроля герметичности оболочек ТВЭЛОВ, кабели и т.д. По обеим сторонам верхней плиты параллельно продольной оси реактора установлены раздаточные и сборные групповые коллекторы основного циркуляционного контура теплоносителя. Над верхней плитой размещено верхнее защитное перекрытие, отделяющее надреакторное пространство от центрального зала и состоящее из периферийного стационарного и центрального вращающегося перекрытий.

Как указано в п. 4.1.1.1.1 [32], при пусконаладочных работах производилась опрессовка основного циркуляционного контура избыточным давлением гидроиспытаний на прочность $P_{пр} = 8,73$ МПа, на плотность

$P_{пл} = 6,28$ МПа, нижней плиты и бака и биологической защиты давлением на прочность $P_{пр} = 0,147$ МПа, на плотность $P_{пл} = 0,098$ МПа.

Согласно п. 4.1.1.1.1 [32], в реакторе предусмотрен контроль температуры верхней и нижней плит, графитовой кладки, кожуха, ББЗ, а также давления в реакторном пространстве.

Главными особенностями реактора ЭГП-6, обеспечивающими ему высокий уровень внутренней самозащищенности, являются [32]:

- малая мощность и низкая энергонапряженность активной зоны;
- большая теплоаккумулирующая способность графитовой кладки;
- высокотеплопроводное («холодное») керметное топливо (крупка из UO_2 в магниевой матрице);
- трубчатая конструкция твэлов, практически, исключаяющая контакт топлива с теплоносителем при разгерметизации твэлов (за более чем 40-летнюю эксплуатацию четырёх реакторов ЭГП-6 на Билибинской АЭС был поврежден всего один твэл с прямым контактом топлива и теплоносителя);
- естественная циркуляция теплоносителя.

Поэтому информация п. 4.1.1.1.1 [32] о том, что работоспособность конструкции подтверждена многолетним опытом эксплуатации, обоснована.

По результатам экспертизы замечаний нет.

4.2. Основной циркуляционный контур

В разделе 4.1.1.2 главы 4 ОУОБ [32] Заявителем представлено обоснование работоспособности основного циркуляционного контура. Согласно [32], назначением ОЦК является обеспечение охлаждения активной зоны реактора при эксплуатации энергоблока. Работа ОЦК основана на

принципе естественной циркуляции теплоносителя. Конструктивно основной циркуляционный контур состоит из следующих элементов [32]:

- рабочих труб с опорами от стояков верхней плиты до коллекторов;
- групповых коллекторов с опорами;
- магистральных труб с опорами;
- ТВС;
- барабана-сепаратора.

В каждой петле ОЦК предусмотрен также узел аварийной подачи питательной воды в контур.

Классификация элементов ОЦК приведена в таблице П.5.1.1 Приложения 5 к ОУОБ [32]. Согласно ОУОБ [32], трубопроводы основного циркуляционного контура относятся к элементам нормальной эксплуатации, важным для безопасности, класс безопасности – 2Н по НП-001-15, группа В по НП-089-15 и I категория сейсмостойкости по НП-031-01. Барабан-сепаратор является элементов 1Н класса по НП-001-15, группы А по НП-089-15 и I категория сейсмостойкости по НП-031-01. Указанная классификация соответствует требованиям п. 2.6 НП-001-15, пп. 4, 5 НП-089-15 и п. 2.6.1 НП-031-01.

Контур естественной циркуляции реакторной установки ЭГП-6 состоит из шести независимых групповых петель, каждая из которых подключена к барабану-сепаратору. Каждая групповая петля включает в себя опускной трубопровод с узлом смешения питательной и отсепарированной в БС воды, горизонтальный раздаточный коллектор, который является продолжением опускного трубопровода (\varnothing 219х12), группу параллельно включенных трактов ТВС, горизонтальный сборный групповой коллектор, переходящий в подъемный трубопровод (\varnothing 219х12), по которому пароводяная смесь транспортируется в обратном направлении в БС. Насыщенный пар из БС направляется к

турбине по главному паропроводу. В схеме ОЦК имеется дыхательный коллектор, соединённый линиями связи со сборными групповыми коллекторами. Назначение дыхательного коллектора – охлаждение группы ТВС при разрыве одного из опускных магистральных трубопроводов.

ТВС реактора по их принадлежности к петлям разделены на шесть групп. Две центральные группы (по их размещению в плане активной зоны) включают 65 ТВС, две средние и две периферийные – по 104 штуки. При номинальном давлении в контуре 6,35 МПа через ТВС максимальной мощности (340 кВт) обеспечивается расход теплоносителя от 2100 кг/ч до 2200 кг/ч. Массовое паросодержание на выходе из этого канала составляет 33 % при среднем значении по реактору 16 %.

Соединение ТВС с патрубками рабочих трубопроводов – штуцерно-резьбовое. Соединение трубопроводов с патрубками вентилей выполнено сварными. Трубопроводы смонтированы на опорах, установленных на периферии верхней плиты вне зоны стояков. Подводящие и отводящие рабочие трубопроводы в зоне стояков выполнены из труб $\varnothing 38 \times 3$, калачи – из труб $\varnothing 28 \times 2$. В целях уменьшения гидравлического сопротивления, для отводящих труб вне зоны стояков применены трубы $\varnothing 42 \times 3$ мм. Для изготовления трубопроводов и калачей используется нержавеющая сталь марки 08X18H10T. Детали и элементы крепежа, выполненные из углеродистой стали, покрыты эмалью КО-814. Для изготовления трубопроводов и групповых коллекторов ОЦК используется нержавеющая сталь марки 08X18H10T. Детали и элементы крепежа, выполненные из углеродистой стали, покрыты эмалью КО-814. Барабан-сепаратор изготовлен из листовой котельной стали 22К толщиной 75 мм с наплавкой из аустенитной нержавеющей стали 08X18H10T толщиной 4 мм [32].

Барабан-сепаратор представляет собой горизонтальный цилиндрический сосуд внутренним диаметром 1800 мм и длиной 11300 мм с торцевыми

эллиптическими днищами. Снаружи корпуса в один ряд под углом 15° к горизонтальной оси расположены шесть патрубков подъёмных трубопроводов; на верхней образующей восемь патрубков к коллектору острого пара, на нижней образующей шесть патрубков опускных трубопроводов. Температурный режим БС ограничен следующими условиями [32, 68]:

- разность температур между верхней и нижней образующими и вдоль образующей не должна превышать 40°C ;
- скорость роста температуры теплоносителя не должна превышать $30^\circ\text{C}/\text{час}$;
- скорость роста температуры теплоносителя не должна превышать $0,5^\circ\text{C}/\text{мин}$;
- при останове энергоблока график падения давления должен обеспечивать постоянную скорость снижения температуры насыщения, не более $1,5^\circ\text{C}/\text{мин}$.

Подробный анализ протекания аварий и возможных последствий отказов основного циркуляционного контура рассмотрен в разделе 5.1 главы 5 ОУОБ [32] и проанализирован в разделах 6.2 и 6.3 настоящего Экспертного заключения.

В целом, обоснование работоспособности ОЦК, представленное в ОУОБ [32], соответствует рекомендациям п. 2.5 РБ-001-05 и положениям главы 3 ПНАЭ Г-1-001-85.

В 2018 г. были выполнены расчётные обоснования прочности и остаточного ресурса незаменимых элементов реактора ЭГП-6 энергоблока № 2, в том числе барабана-сепаратора и трубопроводов ОЦК, на период эксплуатации свыше 45 лет. Обоснование возможности продления назначенного срока службы барабана-сепаратора и трубопроводов ОЦК

реакторной установки ЭГП-6 энергоблока № 2 Билибинской АЭС на период до конца 2025 г. рассмотрено в разделах 5.4 и 5.5 настоящего Экспертного заключения. Обоснование включает в себя оценку статической и циклической прочности, а также оценку сопротивления хрупкому разрушению барабана-сепаратора.

В качестве условий продления срока службы трубопроводов ОЦК и барабана-сепаратора свыше 45 лет Заявителем установлены следующие требования [32]:

- вследствие отсутствия данных по периодическому контролю толщин стенок трубопроводов в одних и тех же точках замера, на предстоящий период эксплуатации рекомендуется проведение мониторинга изменения толщины стенки магистрального трубопровода с периодичностью 1-2 года по установленной картограмме;
- в течение предстоящего периода эксплуатации рекомендуется провести дополнительные исследования металла трубопроводов ОЦК с целью уточнения пластичности основного металла и металла сварных соединений трубопроводов ОЦК на предстоящий период;
- момент затяга шпилек М48 при уплотнении люка-лаза барабана-сепаратора должен быть ограничен величиной $M_{кл} = 1513 \text{ Н} \times \text{м}$ ($\sim 155 \text{ кгс} \times \text{м}$) при общем количестве «уплотнений-разуплотнений» люка-лаза не более 125 раз.

В соответствии с требованиями п. 17 НП-017-18, в таблице 6.2.3.3.1 главы 6 ОУОБ [32] приведены результаты обоснования ресурсных характеристик арматуры и трубопроводов ОЦК и представлены ссылки на Решения, на основании которых продлевается срок службы указанных элементов данной системы.

Эксплуатационный контроль металла и сварных соединений трубопроводов проводится в соответствии с программой [17]. 100% контроль

металла и сварных соединений БС и трубопроводов ОЦК выполняется с периодичностью не реже чем 1 раз в 4 года. Управление ресурсом БС, трубопроводов и оборудования ОЦК осуществляется в соответствии с Программой [26], что соответствует требованиям п. 30 НП-096-15. Ремонт арматуры, установленной на трубопроводах ОЦК, выполняется согласно Регламенту ТОиР [16].

Эксплуатация ОЦК выполняется в соответствии с Технологическим регламентом [2] и инструкциями по эксплуатации. Гидравлические испытания системы проводятся один раз в четыре года в период ППР, а также после ремонта и реконструкции с применением сварки.

В отчёте [24], на основании результатов, полученных при комплексном обследовании состояния оборудования и трубопроводов энергоблока № 2 Билибинской АЭС указано, что при проведении контроля состояния металла и сварных соединений барабанов-сепараторов и других элементов ОЦК, выполненного в период капитального ремонта с 2012 г. по 2016 г., были обнаружены дефекты сварных соединений, которые ликвидированы во время ремонта. Основной причиной выявленных дефектов являлось межкристаллитное растрескивание под напряжением и недостатки при проведении обслуживания трубопроводов и ремонта сварных соединений. Выявленные дефекты не приводили к нарушениям пределов и условий безопасной эксплуатации. Дефекты оборудования и трубопроводов были выявлены при плановых ремонтах и осмотрах, и были устранены при проведении ремонта. Согласно [24, 26], оборудование и трубопроводы ОЦК относятся к элементам, ресурс которых в процессе эксплуатации может поддерживаться с помощью ТОиР.

В соответствии с требованиями п. 39 НП-096-15 Заявителем представлены:

- Решение № 1.2.2.06.001.0058-2019 от 30.01.2019 о возможности, условиях и сроках дальнейшей эксплуатации магистральных трубопроводов и групповых коллекторов энергоблока № 2 Билибинской АЭС;
- Решение № 1.2.2.06.001.0071-2019 от 05.02.2019 о возможности, условиях и сроках дальнейшей эксплуатации барабана-сепаратора энергоблока № 2 Билибинской АЭС;
- Решение № 1.2.2.06.001.0087-2019 от 11.02.2019 о возможности, условиях и сроках дальнейшей эксплуатации трубопровода опорожнения и продувки барабана-сепаратора энергоблока № 2 Билибинской АЭС;
- Решение № 1.2.2.06.001.0103-2019 от 14.02.2019 о возможности, условиях и сроках дальнейшей эксплуатации коллектора предупреждения МА энергоблока № 2 Билибинской АЭС;
- Техническое решение № 1.2.1.22.261-2018 от 21.12.2018 о возможности, условиях и сроках дальнейшей эксплуатации рабочих трубопроводов от стояков ВП до коллекторов энергоблока № 2 Билибинской АЭС,

согласно которым срок службы указанных элементов ОЦК продлён до 31.12.2026 при соблюдении условий и режимов эксплуатации, периодичности и объёма ТОиР и эксплуатационного контроля в соответствии с требованиями нормативной и эксплуатационной документации и выполнении условий, указанных в приложениях к данным решениям.

Согласно Приложению Д к отчёту [24], срок службы арматуры ОЦК не истёк, по мере исчерпания ресурса будут выполняться работы по восстановлению/замене арматуры, выработавшей свой ресурс.

Извещением [72] в раздел 4.1.1.2 ОУОБ [32] внесена таблица 4.1.1.2.1, в которой приведены частоты групп ИС, приводящих к повреждению активной зоны в результате отказов элементов ОЦК, которые рассчитаны в рамках

ВАБ. Однако приведенная Заявителем информация не является анализом надёжности ОЦК.

Замечание

В разделе 4.1.1.2 ОУОБ [32] не представлены результаты анализа надёжности ОЦК и не приведены количественные показатели надёжности (несоответствие требованиям п. 3.1.17 НП-001-15). **(4.2-1)**

Редакционное замечание

В таблице 6.2.3.3.1 главы 6 ОУОБ [32] с изменениями по Извещению [68] для дыхательного трубопровода не приведены результаты обоснования ресурсных характеристик и ссылка на Решение, на основании которых продлевается срок службы указанного элемента. **(4.2-2)**

4.3. Контур охлаждения СУЗ

Согласно главе 4 ОУОБ [32], КО СУЗ предназначен для отвода тепла от каналов СУЗ и обеспечения работы стержней СУЗ в заданных температурных условиях во всех эксплуатационных режимах энергоблока. В соответствии с положениями п. 3.2.1 ПНАЭ Г-1-001-85, в ОУОБ [32] показано, что исходя из требований пп. 2.2 – 2.4 НП-001-15, КО СУЗ является:

- по назначению – системой нормальной эксплуатации;
- по влиянию на безопасность – системой, важной для безопасности;

В разделе 4.1.1.3 [32] и в Приложении 5 к ОУОБ [32], в соответствии с положениями п. 3.1 ПНАЭ Г-1-001-85, приведен и обоснован перечень и классификация элементов КО СУЗ. Практически все элементы системы отнесены к 2Н классу безопасности по НП-001-15, группе «В» по НП-089-15 и I категории сейсмостойкости по НП-031-01. Описание конструкции и технологической схемы КО СУЗ приведено в разделе 4.1.1.3 [32], что соответствует положениям п. 3.2.2 ПНАЭ Г-1-001-85.

В соответствии с положениями п. 3.2.3 ПНАЭ Г-1-001-85, в разделе 4.1.1.3 [32] приведены данные по контролю и управлению системой. Заявителем подробно указаны режимы работы КО СУЗ и предельные уставки по давлению и расходу воды в общем напорном трубопроводе НОС, по давлению и температуре воды на выходе из каналов СУЗ

Согласно положениям п. 3.2.4 ПНАЭ Г-1-001-85, в ОУОБ [32] показано, что элементы КО СУЗ изготовлены из нержавеющей стали 08Х18Н10Т и углеродистой стали. В соответствии с положениями п. 3.2.5 ПНАЭ Г-1-001-85, в ОУОБ [32] представлены сведения о действующих на энергоблоке программах обеспечения качества при эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте оборудования.

В соответствии с положениями п. 3.2.7 ПНАЭ Г-1-001-85 и требованиями п. 3.1.14 НП-001-15, в ОУОБ [32] приведена информация о техническом обслуживании, контроле и испытании КО СУЗ. В частности, указан объём и периодичность контроля различных параметров системы при работе энергоблока на мощности и во время планового ремонта энергоблока.

Согласно положениям п. 3.2.8 ПНАЭ Г-1-001-85, в ОУОБ [32] показано, что в режимах нормальной эксплуатации, включая переходные режимы при плановых пусках и остановах, КО СУЗ постоянно находится в работе. На остановленном реакторе система периодически включается для глубокого расхолаживания РУ.

В соответствии с положениями п. 3.2.9 ПНАЭ Г-1-001-85 в ОУОБ [32] приведена информация о функционировании системы ПСУ при отказах различных элементов системы. В ОУОБ [32] показано, что даже при множественных отказах НОС, расхолаживание РУ проводится с помощью ПЭН, и данные отказы не приводят к превышению пределов безопасной эксплуатации, что соответствует требованиям п. 1.2.12 НП-001-15.

Выполненный в соответствии с положениями п. 3.2.11 ПНАЭ Г-1-001-85 анализ соответствия КО СУЗ требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии [32] показал, что система ПСУ отвечает этим требованиям. Ссылки на прочностные расчёты и результаты испытаний, подтверждающие прочностные характеристики элементов системы ПСУ, в соответствии с рекомендациями п. 2.5.2 РБ-001-05 представлены в ОУОБ [32].

В соответствии с требованиями п. 5 НП-017-18, в отчёте [24] приведены результаты комплексного обследования систем и элементов энергоблока. По результатам комплексного обследования на основании оценок состояния, паспортных характеристик оборудования, выполненных прочностных расчётов представлены Технические решения № 1.2.2.06.001.0088-2019 и № 1.2.1.22.236 о возможности продления срока эксплуатации деаэраторов, насосов и трубопроводов КО СУЗ до 2026 года. Обратные клапаны насосов охлаждения СУЗ, согласно [24], могут эксплуатироваться до 2022 года. Отдельное заменяемое оборудование, согласно [24], также может эксплуатироваться до 2024 года.

Извещением [72] Заявитель внёс изменения в раздел 4.1.1.3 ОУОБ [32]. В частности Извещением [72] актуализирована схема КО СУЗ в соответствии с проектом, что соответствует требованиям 1.2.8 НП-001-15. Также в разделе 4.1.1.3 Извещением [72] приведены актуальные ссылки на разделы на обоснование ВХР КО СУЗ. Дополнительно в Извещении [72] приведены обобщенные вероятностные характеристики по отказам КО СУЗ.

Изменения, вносимые Извещением [72] в раздел 4.1.1.3 ОУОБ [32], согласованы с разработчиками проектов РУ и АС, что соответствует требованиям п. 1.2.8 НП-001-15.

Замечание

В разделе 4.1.1.3 ОУОБ [32] отсутствует качественный и количественный анализ надёжности КО СУЗ, что не соответствует требованиям п. 3.1.17 НП-001-15 и положениям п. 3.2.10 ПНАЭ Г-1-001-85.

(4.3-1)

Редакционные замечания

В разделе 4.1.1.3 ОУОБ [32] отсутствует информация о пусконаладочных работах КО СУЗ, включая испытания, что не соответствует положениям п. 3.2.6 ПНАЭ Г-1-001-85.

(4.3-2)

В ОУОБ [32] в обосновании прочности и сейсмостойкости трубопроводов КО СУЗ приведена некорректная ссылка на документ «[107]», который не является расчётом на прочность.

(4.3-3)

Сведения о несоответствии КО СУЗ требованиям п. 1.2.12 и п. 3.1.9 НП-001-15 в части несоответствия принципу единичного отказа к нему не применимы, так как требования пп. 1.2.12, 3.1.9 НП-001-15 распространяются только на системы безопасности, в то время как КО СУЗ является системой нормальной эксплуатации, важной для безопасности.

(4.3-4)

4.4. Система аварийной защиты реактора

Как указано в п. 4.5.1.1 ОУОБ [32], система аварийной защиты предназначена для обеспечения защиты реактора при возникновении аварийных ситуаций. В состав аварийной защиты РУ ЭГП-6 энергоблока № 2 Билибинской АЭС входят восемь стержней АЗ и десять стержней РР с приводами РР-АЗ, а также четыре стержня АР.

В соответствии с требованиями НП-001-15, часть системы АЗ относится по назначению к защитным системам безопасности, а часть – к системам нормальной эксплуатации, важным для безопасности. Согласно требованиям п. 2.6.1 НП-031-01, система АЗ относится к I категории сейсмостойкости [32].

Согласно п. 4.5.1.1 ОУОБ [32], в зависимости от исходного события аварии СУЗ вырабатывает сигналы АЗ-1, АЗ-2. По сигналу АЗ-1 осуществляется полное глушение реактора посредством сброса в активную зону восьми стержней АЗ за время не более 3 секунд, десяти стержней РР с приводами РС-АЗ и ввода четырёх стержней АР до крайнего нижнего положения. Совмещение функций нормальной эксплуатации и аварийной защиты допускается, согласно п. 3.1.13 НП-001-15 и п. 2.3.2.8 НП-082-07.

По сигналам АЗ-2 осуществляется снижение мощности реактора путём ввода в активную зону стержней АР и части стержней РР в течение 5 секунд. Затем, через 25 секунд после прохождения сигнала АЗ-2, задатчик мощности включается на большую скорость, и после получения нулевых разбалансов происходит дальнейшее снижение мощности с нормальной скоростью задатчика мощности. Стабилизация мощности на уровне $(10-20)\% N_{\text{ном}}$ осуществляется оператором.

Как указано в п. 4.5.1.1 [32], защита АЗ-1 осуществляется по:

- повышению нейтронной мощности реактора на 20 % выше заданной по схеме «два из четырёх»;
- уменьшению периода нарастания нейтронной мощности менее 20 с по схеме «два из трёх» приборов контроля уровня в БС;
- снижению уровня воды в БС до минус 150 мм по двум из трёх приборов контроля уровня в БС;
- повышению давления в БС до 7,3 МПа или снижению до 4,9 МПа на паровом режиме и до 2,9 МПа на водяном режиме по двум из трёх приборов контроля давления РМТ-49ДА;
- нарушению циркуляции в контуре охлаждения каналов СУЗ по схеме «два из трёх»;

- снижению расхода в любой из групповых петель ОЦК на 30 % от номинального значения по схеме «два из трёх» для каждой петли;
- повышению давления в реакторном пространстве до 4,9 КПа по схеме «два из трёх»;
- исчезновения напряжения на шинах электропитания СУЗ;
- исчезновения напряжения 6 кВ собственных нужд;
- нажатия кнопки АЗ-1 на БЩУ и ЦЩУ;
- при воздействии на ключ «КАЗ».

Защита АЗ-2 осуществляется при [32]:

- отклонении технологических параметров за допустимые пределы (снижение расхода питательной воды до 30 т/ч, снижение давления в ОЦК до 6,37 МПа);
- закрытии стопорного клапана;
- нажатии кнопки на БЩУ.

Согласно п. 4.5.1.1 [32], на энергоблоках Билибинской АЭС введена в опытно-промышленную эксплуатацию система сейсмической защиты и мониторинга АИАЗ (аппаратура промышленная антисейсмической защиты), предназначенная для аварийного останова реакторов при интенсивности землетрясения более ПЗ 4 балла по шкале MSK-64.

Как указано в п. 4.1.2.1 ОУОБ [32], подсистема АЗ обеспечивает при работе АЗ-1:

- быстроедействие, достаточное для перевода реактора в подкритическое состояние, без нарушения пределов безопасной эксплуатации при нарушении нормальной эксплуатации;

- эффективность, достаточную для перевода реактора в подкритическое состояние и поддержание в подкритическом состоянии при нарушениях нормальной эксплуатации и проектных авариях;
- поддержание реактора в подкритическом состоянии с учётом возможного высвобождения реактивности;
- предотвращение образования критических масс,

что соответствует требованиям пп. 3.5.1, 3.5.2 НП-001-15 и п. 2.3.2.2.2 НП-082-07.

Система аварийной защиты энергоблока № 2 Билибинской АЭС имеет ряд несоответствий требованиям нормативных документов по безопасности (НП-086-12, НП-082-07, НП-001-15), указанных Заявителем в таблице 2.1.3.2 [32]. Как указано в п. 2.1.3.3 [32], эти несоответствия указывают на то, что система аварийной защиты энергоблока № 2 Билибинской АЭС не отвечает принципам обеспечения безопасности в объёме требований современных правил. Проблема безопасности заключается, в частности, в отсутствии контролирующих и предохранительных устройств основного оборудования, включая элементы СУЗ. Вместе с тем, в п. 2.1.3 [32] Заявитель, на основе выполненного анализа несоответствий энергоблока атомной станции требованиям действующих нормативных документов в соответствии с положениями РБ-028-04, сделал вывод о том, что, несмотря на отмеченные отступления, функция безопасности – аварийный останов реактора и поддержание его в подкритическом состоянии, выполняется в достаточном объёме. Учитывая выполненный заявителем анализ несоответствий [32] и многолетний опыт безопасной эксплуатации реакторов ЭГП-6 на Билибинской АЭС, указанный вывод обоснован.

По результатам экспертизы замечаний нет.

4.5. Система управления и защиты реактора

Как указано в п. 4.1.2.1 ОУОБ [32], СУЗ предназначена для размещения в активной зоне реактора стержней-поглотителей (или управляющих стержней) системы управления и защиты и отвода тепла от них. Канал СУЗ является также одним из дополнительных каналов расхолаживания активной зоны реактора при нарушениях теплосъема основным циркуляционным контуром. По классификации систем и элементов АЭС, канал СУЗ является элементом системы, важной для безопасности, обеспечивающей защитные функции и нормальные условия эксплуатации поглощающих стержней, что соответствует требованиям п. 2.6 НП-001-15. По степени ответственности в обеспечении работоспособности после прохождения сейсмических воздействий (землетрясения), в соответствии с требованиями НП-031-01, СУЗ относится к первой категории сейсмостойкости. Оборудование СУЗ сохраняет работоспособность при землетрясении интенсивностью до 6 баллов, включительно, и выполняет функции АЗ при землетрясении интенсивностью до 7 баллов по шкале MSK-64.

Согласно п. 4.1.2.2.2 [32], СУЗ можно условно разделить на следующие основные подсистемы:

- подсистема автоматического регулирования;
- подсистема ручного регулирования;
- подсистема контроля и измерения мощности;
- подсистема аварийной защиты;
- подсистема сигнализации;
- подсистема питания и коммутации ионизационных камер;
- механизмы воздействия на реактивность;
- подвески ионизационных камер.

Как указано в п. 4.1.2.2.2 [32], в конструкции реактора ЭГП-6 предусмотрены места под установку 13 ионизационных камер рабочего диапазона КНК-53М и пяти камер пускового диапазона КНК-56, предназначенных для измерения плотности нейтронного потока. Из 12 камер рабочего диапазона сформированы четыре независимых комплекта по три камеры, расположенные под углом 120° относительно друг друга.

Подсистемы автоматического регулирования мощности реактора и защиты реактора по превышению мощности реализованы в виде двух независимых идентичных полукомплектов состоящих из [32]:

- двух комплектов ионизационных камер КНК-53М с блоками питания БПР-1 работающих в каналах АЗ и АР;
- шкафа ШАР-БМ комплектно с блоками регулирования;
- привода с исполнительным электродвигателем типа МИ-31ФТ, перемещающего два стержня АР.

Как указано в п. 4.1.2.2.2 [32], в ППР 2008 г. на энергоблоке № 1 (и далее на остальных энергоблоках) была произведена замена шкафов аварийной защиты, представляющих наиболее ответственное электрооборудование управления и аварийной защиты реактора, на модернизированные шкафы ШАР-БМ со сроком службы 15 лет. Шкаф ШАР-БМ относится к классу безопасности ЗНУ по НП-001-15 и I категории сейсмостойкости по НП-031-01. Аппаратура шкафа может выдерживать сейсмические воздействия интенсивностью 7 баллов по шкале MSK-64 на высотной отметке 23,6 м, что соответствует требованиям п. 3.1.8 НП-001-15.

В эксплуатационной документации приведены методики поверки измерительных каналов, что соответствует требованиям п. 2.3.2.20 НП-082-07. Предусмотрен автоматический контроль и диагностика исправности аппаратуры шкафа с формированием признака неисправности и выводом информации о неисправности в систему сигнализации и панель

управления шкафом, что соответствует требованиям пп. 2.3.2.19, 2.3.3.16 НП-082-07. В период технического обслуживания предусмотрена возможность проверки формирования и времени прохождения сигналов АЗ по каждому из каналов шкафа без срабатывания рабочих органов, что соответствует требованию п. 2.3.2.18 НП-082-07.

Стержни поглотители АЗ, РР-АЗ и АР размещаются в каналах СУЗ. По классификации систем и элементов АЭС канал СУЗ является элементом системы, важной для безопасности, обеспечивающей защитные функции и нормальные условия эксплуатации поглощающих стержней.

Согласно данным п. 4.1.2.1 [32], конструктивно канал СУЗ состоит из набора графитовых кольцевых втулок через которые на расстоянии 33,5 мм от центра канала проходят четыре расположенных на равном расстоянии (по окружности) параллельных трубки $\varnothing 9,4 \times 0,6$. Материал, применяемый для трубок, сталь 09Х18Н10Т. Канал СУЗ относится к I категории сейсмостойкости по НП-031-01, класс безопасности канала 2Н по НП-001-15.

Первоначально назначенный срок службы каналов СУЗ составлял 10 лет, в 2001 г. срок службы был увеличен до 20 лет, а в 2010-2011 гг. с целью исключения необходимости замены в дополнительный период эксплуатации 240 каналов СУЗ (с учётом дефицита свободных мест в бассейнах выдержки) было принято решение о выполнении работ по обоснованию возможности продления срока службы каналов СУЗ до 24 лет. Решением № БИЛАЭС Р-283 К(04-03) 2011 срок службы каналов СУЗ был переназначен на 24 года.

За все время эксплуатации Билибинской АЭС зафиксировано четыре течи охлаждающих трубок четырёхтрубных каналов СУЗ [24]. По результатам комплексного обследования энергоблока № 2 Билибинской АЭС [24] от 30.06.2017 не выявлено факторов, препятствующих дальнейшей эксплуатации энергоблока № 2 (в повторный дополнительный период) с

точки зрения технического состояния и ресурсных характеристик контура охлаждения каналов СУЗ.

Как уже отмечалось в разделе 4.4 настоящего Экспертного заключения, система аварийной защиты энергоблока № 2 Билибинской АЭС имеет ряд несоответствий требованиям нормативных документов по безопасности (НП-086-12, НП-082-07, НП-001-15), указанных Заявителем в таблице 2.1.3.2 [32]. Как указано в п. 2.1.3.3 [32], эти несоответствия говорят о том, что система аварийной защиты энергоблока № 2 Билибинской АЭС не отвечает принципам обеспечения безопасности в объёме требований современных правил. Проблема безопасности заключается, в частности, в отсутствии контролирующих и предохранительных устройств основного оборудования, включая элементы СУЗ. Вместе с тем, в п. 2.1.3 [32] Заявитель, на основании выполненного анализа несоответствий энергоблока атомной станции требованиям действующих нормативных документов в соответствии с положениями РБ-028-04, сделал вывод о том, что, несмотря на отмеченные отступления, функция безопасности – аварийный останов реактора и поддержание его в подкритическом состоянии, выполняется в достаточном объёме. Анализ несоответствий по управляющим системам безопасности действующей НД приведен в главе 2 и Приложении 2 к ОУОБ [32], где влияние отступлений по УСБ на безопасность АС категоризируется как «низкое».

В 2012 г. в рамках целевых проверок текущего состояния безопасности атомных станций России (пост-фукусимские «стресс-тесты») был выполнен анализ и оценка сейсмостойкости энергоблоков ЭГП-6 Билибинской АЭС при экстремальном сейсмическом воздействии интенсивностью 6 баллов. По оценкам Заявителя [32], вертикальное сейсмическое ускорение достигает максимума в диапазоне частот собственных колебаний конструкций 15-18 Гц и составляет при МРЗ 7 баллов не более $\pm 5 \text{ м/с}^2$ (0,5g). Соответственно, при МРЗ 5 баллов ускорение не превысит $\pm 1,25 \text{ м/с}^2$ (0,12g). Таким образом, до

землетрясения интенсивностью 7 баллов исполнительные органы СУЗ, размещенные на тросовой подвеске, не будут иметь возможности неконтролируемого вертикального перемещения за счёт инерционного «поддёргивания», поскольку величина ускорения не превысит 1g (инерционное сейсмическое усилие не превысит собственного веса).

По результатам экспертизы замечаний нет.

4.6. Газовая система реактора. КГО

В соответствии с рекомендациями п. 2.5.1 РБ-001-05, в разделе 4.1.3.2 главы 4 ОУОБ [32] представлено обоснование работоспособности газовой системы реактора и КГО. Структура описания газовой системы реактора КГО соответствует положениям п. 3.2 ПНАЭ Г-1-001-85, тем самым учтена рекомендация п. 2.5.1 РБ-001-05 в части, что основная часть информации о системе должна представляться в соответствии со структурой главы 3 ПНАЭ Г-1-001-85.

В таблице П.5.1.1 Приложения 5 к ОУОБ [32] представлена классификация газовой системы реактора и КГО. Согласно п. 1.1.4.1 таблицы П.5.1.1 [32], разводка труб контроля ТВС над верхней плитой до запорного клапана перед датчиками, совмещенными с КГО твэлов, включая клапан, и до датчиков давления, а также коллектор чистого азота от клапана (2-4) Г-19, включая клапан, вывод трубок подпитки РП азотом отнесены к 3 классу безопасности по НП-001-15, группе С по НП-089-15 и к категории сейсмостойкости I по НП-031-01. Согласно п. 1.1.4.1 таблицы П.5.1.1 [32], контуры циркуляции азота и КГО от запорного клапана перед датчиками, совмещёнными с КГО до арматуры, относящейся к системе ЛМА (2-4) Г-15, (2-4) Г-8, (2-4) Г-4, (2-4) Г-11, (2-4) Г-12 отнесены к 3 классу безопасности по НП-001-15, группе С по НП-089-15 и II категории сейсмостойкости по НП-031-01. Согласно п. 4.1.3.2.1 [32], вся газовая система реактора КГО относится к системам нормальной эксплуатации, важным для безопасности.

Согласно таблице 4.1.3.2-2 ОУОБ [32], для газовой системы реактора КГО установлены эксплуатационные пределы по давлению азота в кладке реактора, газовой неплотности твэлов, утечке из газового контура, а также эксплуатационные пределы для показателей качества газа.

Редакционное замечание

В таблице 4.1.3.2-2 [32] указано, что для показателей качества газа газовой системы реактора и КГО в таблице 4.1.3.9 установлены эксплуатационные пределы. Однако таблица 4.1.3.9 в ОУОБ [32] отсутствует.

(4.6-1)

4.7. Система продувки и байпасной очистки ОЦК

Согласно главе 4 ОУОБ [32], система продувки и байпасной очистки воды ОЦК предназначена для поддержания необходимого качества водного теплоносителя с целью обеспечения длительной безаварийной работы ОЦК. Продувка из барабана-сепаратора выполняется через пробоотборные линии БС с последующей очисткой продувочной воды на общеблочной СВО или по трубопроводу продувочной воды и аварийного слива из барабана-сепаратора в конденсатор турбины с последующей очисткой на ФСД.

Обоснование работоспособности системы продувки и байпасной очистки ОЦК представлено Заявителем [2] в соответствии с положениями главы 3 ПНАЭ Г-1-001-85, что соответствует рекомендациям п. 2.5.1 РБ-001-05. В соответствии положениями п. 3.2.1 ПНАЭ Г-1-001-85, в ОУОБ [32] показано, что исходя из требований пп. 2.2 – 2.4 НП-001-15, система продувки и байпасной очистки ОЦК является:

- по назначению – системой нормальной эксплуатации;
- по влиянию на безопасность – важной для безопасности.

В разделе 4.1.3.1 [32] и в Приложении 5 к ОУОБ [32], в соответствии с положениями п. 3.1 ПНАЭ Г-1-001-85, приведены перечень и

классификацией элементов данной системы. Согласно ОУОБ [32], все элементы системы имеют класс безопасности ЗН по НП-001-15, отнесены к группе «С» по НП-089-15 и II категории сейсмостойкости по НП-031-01. Исключение составляют трубопроводы от БС до арматуры ПР-1, которые отнесены ко 2 классу безопасности по НП-001-15, группе «В» по НП-089-15 и I категории сейсмостойкости по НП-031-01. Описание конструкции и технологической схемы системы приведено в разделе 4.1.3.1.2 [32], что соответствует положениям п. 3.2.2 ПНАЭ Г-1-001-85.

В соответствии с положениями п. 3.2.3 ПНАЭ Г-1-001-85, в разделе 4.1.3.1.3 [32] приведены данные по контролю и управлению системой, где подробно представлены алгоритмы работы и предельные уставки по расходу, электропроводимости и рН продувочной воды. Следует отметить, что на 2019 год выпарная установка выключена и находится в резерве, продувка из барабана-сепаратора выполняется через пробоотборные линии БС с последующей очисткой продувочной воды на общеблочной СВО или по трубопроводу продувочной воды и аварийного слива из барабана-сепаратора в конденсатор турбины с последующей очисткой на ФСД [32]. Опыт эксплуатации данной схемы очистки успешно апробирован на энергоблоке № 3 Билибинской АЭС [32].

Согласно положениям п. 3.2.4 ПНАЭ Г-1-001-85, в разделе 4.1.3.1.4 [32] показано, что элементы указанной системы изготовлены из нержавеющей стали 08X18H10T.

В соответствии с положениями п. 3.2.5 ПНАЭ Г-1-001-85, в ОУОБ [32] представлены сведения о действующих на энергоблоке программах обеспечения качества и регламентах при эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте оборудования с соответствующими ссылками.

В соответствии с положениями п. 3.2.7 ПНАЭ Г-1-001-85 и требованиями п. 3.1.14 НП-001-15, в разделе 4.1.3.1.7 [32] приведена

информация о техническом обслуживании, контроле и испытании системы. В частности, указан объём и периодичность контроля различных параметров системы и оборудования при работе энергоблока на мощности и во время планового ремонта энергоблока.

Согласно положениям п. 3.2.8 ПНАЭ Г-1-001-85, в разделе 4.1.3.1.8.1 [32] показано, что в режиме нормальной эксплуатации продувка организуется по трубопроводу продувочной воды и аварийного слива из БС в конденсатор турбины с последующей очисткой на ФСД. Выпарная установка при этом находится в резерве.

В соответствии с положениями п. 3.2.9 ПНАЭ Г-1-001-85, в разделе 4.1.3.1.8.2 [32] приведена информация о функционировании системы при отказах различных элементов. В ОУОБ [32] показано, что при отказах арматуры системы, течах, обесточивании СН происходит останов энергоблока оператором по данным приборов на БЩУ и указанные отказы не приводят к превышению пределов безопасной эксплуатации, что соответствует требованиям п. 1.2.12 НП-001-15.

Выполненный в соответствии с положениями п. 3.2.11 ПНАЭ Г-1-001-85 анализ на соответствие системы требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии [32] показал, что рассматриваемая система отвечает этим требованиям. Ссылки на расчёты и результаты испытаний, подтверждающие прочностные характеристики элементов системы, в соответствии с рекомендациями п. 2.5.2 РБ-001-05, представлены в ОУОБ [32].

В отчёте [24], в соответствии с требованиями п. 5 НП-017-18, приведены результаты комплексного обследования систем и элементов энергоблока. По результатам комплексного обследования на основании оценки состояния, паспортных характеристик оборудования, выполненных прочностных расчётов указаны Техническое решение № 1.2.1.22.273 о возможности

продления срока службы трубопроводов подвода и отвода конденсата на ФСД до 2026 года. Арматура рассматриваемой системы также может эксплуатироваться до 2026 года. Решением № Р.1.2.2.06.001.0087-2019 срок службы трубопровода опорожнения и продувки БС энергоблока № 2 Билибинской АЭС продлён до 2026 г.

Извещением [68] Заявитель вносит изменения в раздел 4.1.3.1 ОУОБ [32]. В частности в [68] приведена актуальная информация о ВХР ОЦК со ссылками на СТО 1.1.1.02.013.1413-2017 по ведению ВХР на энергоблоках Билибинской АЭС и методам химического контроля качества теплоносителя ОЦК, что соответствует требованиям п. 3.1.19 НП-001-15 и п. 260 НП-089-15. Также в разделе 4.1.3.1 [68] приведено актуальное описание технологической схемы продувки и очистки теплоносителя ОЦК и указаны ссылки на разделы ОУОБ [32], где представлены характеристики ФСД, что соответствует требованиям 1.2.8 НП-001-15 и рекомендациям пп. 1.2.1, 2.5.1 РБ-001-05. Дополнительно в таблице 6.2.3.3.1 [68], в соответствии с требованиями пп. 5, 17 НП-017-18 указана ссылка на техническое решение № Р.1.2.2.06.001.0087 о возможности продления срока службы эксплуатации трубопровода опорожнения и продувки барабан-сепаратора до 2026 года.

Изменения, вносимые Извещением [68] в раздел 4.1.3.1 ОУОБ [32], согласованы с разработчиками проектов РУ и АС, что соответствует требованиям п. 1.2.8 НП-001-15.

Замечание

В ОУОБ [32] отсутствует анализ надёжности системы продувки и байпасной очистки ОЦК, что не соответствует требованиям п. 3.1.17 НП-001-15 и положениям п. 3.2.10 ПНАЭ Г-1-001-85. **(4.7-1)**

Редакционное замечание

В разделе 4.1.3.1.10 Извещения [68] приведена ссылка на несуществующую таблицу «П.3.24.3 приложения 3». **(4.7-2)**

4.8. Система охлаждения бака биологической защиты и нижней плиты

Согласно разделу 4.1.3.3 ОУОБ [32], система охлаждения бака биологической защиты и нижней плиты предназначена для поддержания требуемого температурного режима боковой и нижней радиационной защиты реактора путём непрерывной циркуляции охлаждающей воды через ББЗ и НП. Кроме этого, система предохраняет от перегрева металлоконструкции и бетонные стены шахты реактора за счёт поглощения излучения.

Система ББЗ и НП спроектирована в соответствии с требованиями со стороны РУ как система нормальной эксплуатации, важная для безопасности. Согласно п. 1.1.3 таблицы П 5.1.1 Приложении 5 ОУОБ [32] элементы системы отнесены ко 2 и 3 классу безопасности (классификационное обозначение 3Н) по НП-001-15, II категории сейсмостойкости по НП-031-01 (кроме ББЗ, который отнесен заявителем к I категории сейсмостойкости) и группам В и С по НП-089-15 [32]. Поэлементная классификация элементов по участкам системы также приведена на рисунке 4.1.3.3-1 [32].

Извещением [66] откорректирована классификация элементов системы охлаждения ББЗ и НП, представленная в п. 1.1.3 таблицы П 5.1.1 Приложения 5 ОУОБ [32] в соответствии с классификацией элементов по участкам системы, представленной на рисунке 4.1.3.3-1 [32].

Охлаждающей средой для полостей ББЗ и НП, заполненных ХОВ, является техническая вода, поступающая из раздающего коллектора технической воды, отвод которой производится в сливной коллектор. Однако, согласно п. 4.1.3.3.1 ОУОБ [32] в настоящее время в соответствии с техническим решением № 1213-Т-87 подача технической воды в змеевики НП не производится, т.к. циркуляция ХОВ по трубопроводам, соединяющим полости ББЗ и НП, обеспечивает достаточный теплоотвод от НП. Циркуляция охлаждающей воды при проектных авариях не требуется.

Согласно п. 4.3.2.3.3 ОУОБ [32] управление и контроль системы работающего блока осуществляется с БЩУ, куда вынесены показания приборов. В разделе представлены эксплуатационные пределы по расходу охлаждающей воды, температуре и давлению.

Согласно положениям п. 3.2.4 ПНАЭ Г-1-001-85, в п. 4.1.3.3.4 ОУОБ [32] указано, что змеевики охлаждения ББЗ выполнены из стали марки 08X18H10T. Трубопроводы технической воды и арматура изготовлены из углеродистых сталей.

В п. 4.1.3.3.9 ОУОБ [32], где представлен анализ надёжности системы, указывается о проведенном анализе возможных отказов элементов системы, который показал, что ни один из рассмотренных отказов не приводит к превышению пределов безопасной эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС. Результаты выполненного комплексного обследования [24] свидетельствуют об удовлетворительном техническом состоянии элементов системы. За период эксплуатации энергоблока деградационных отказов элементов, согласно [24], не зафиксировано.

Управление ресурсными характеристиками элементов системы выполняется согласно Программе управления ресурсом оборудования и трубопроводов энергоблока № 2 Билибинской АЭС [26].

В период подготовки к продолжению срока эксплуатации выполнен комплекс мероприятий в соответствии с Детализированным планом-графиком выполнения работ по исследованию металла и оценке остаточного ресурса НОП, ББЗ реактора ЭГП-6 по результатам исследования образцов металла и сварных соединений НОП, ББЗ реактора, остановленного энергоблока № 1 Билибинской АЭС, в рамках продления эксплуатации энергоблоков № 2, 3, 4 Билибинской АЭС до 2025 года (№ БИЛАЭС ДПГ-27К(3.3)-2017 от 06.04.2017). Оценка обоснования работоспособности и ресурсных характеристик бака биологической защиты и металлоконструкций

выполнена в разделах 5.6 и 10 настоящего Экспертного заключения. По результатам анализа сделаны положительные выводы о возможности продления срока эксплуатации ББЗ и металлоконструкций до декабря 2025 года, включительно.

Принятая на Билибинской АЭС стратегия ТОиР [16], действующая система контроля надёжности и управления ресурсными характеристиками, располагаемые ремонтные средства и документация позволяют поддерживать требуемое техническое состояние и остаточный ресурс всех элементов системы энергоблока № 2 Билибинской АЭС.

Согласно Акту № 01-633-19/А от 03.05.2019, по результатам проверки функционирования СВБ, функционирование системы охлаждения ББЗ соответствует проектным параметрам.

Обоснование работоспособности системы охлаждения ББЗ и нижней плиты [32] представлено в соответствии с положениями ПНАЭ Г-1-001-85.

Редакционные замечания

Решение № Р 1.2.2.06.001.0068-2019 от 05.02.2019 «О возможности и условиях дальнейшей эксплуатации МК РУ ЭГП-6 энергоблока № 2 Билибинской АЭС свыше 45 лет» подготовлено по положительным результатам обоснования возможности продления срока службы верхней и нижней плит с опорами, кожуха, компенсатора кожуха и ББЗ, однако трубопроводы системы охлаждения ББЗ и НП в данном Решении не указаны.

(4.8-1)

В ОУОБ [32] отсутствует информация о выполненных испытаниях системы, с указанием конкретных параметров испытаний и методики испытаний, а также о результатах технического освидетельствования оборудования и трубопроводов системы (кроме непосредственно ББЗ и НП), согласно требованиям НП-089-15 (несоответствие рекомендациям п. 2.5.2 РБ-001-05).

(4.8-2)

4.9. Система охлаждения каналов ПК, ИК, СК

Согласно главе 4 ОУОБ [32], система охлаждения каналов ИК, ПК, СК (счётной камеры) предназначена для отвода тепла от внутренней полости каналов и обеспечения работы в заданном температурном режиме проходящего через каналы кабеля, питающего пусковые и рабочие ионизационные камеры СУЗ реактора. В соответствии с положениями п. 3.2.1 ПНАЭ Г-1-001-85, в ОУОБ [32] показано, что исходя из требований пп. 2.2 – 2.4 НП-001-15, система охлаждения каналов ИК, ПК, СК является:

- по назначению – системой нормальной эксплуатации;
- по влиянию на безопасность – важной для безопасности.

В разделе 4.1.3.4.1 [32] и Приложении 5 к ОУОБ [32], в соответствии с положениями п. 3.1 ПНАЭ Г-1-001-85, приведен перечень и классификация элементов системы. Все элементы системы отнесены к 3Н классу безопасности по НП-001-15, группе «С» по НП-089-15 и I категории сейсмостойкости по НП-031-01. Описание конструкции и технологической схемы системы приведено в разделе 4.1.3.4.2 [32], что соответствует положениям п. 3.2.2 ПНАЭ Г-1-001-85.

Согласно положениям п. 3.2.4 ПНАЭ Г-1-001-85, в разделе 4.1.3.4.4 [32] показано, что элементы системы изготовлены из нержавеющей стали 08X18N10T и X18N10T.

В соответствии с положениями п. 3.2.5 ПНАЭ Г-1-001-85, в ОУОБ [32] представлены сведения о действующих на энергоблоке программах обеспечения качества при эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте оборудования системы с соответствующими ссылками.

В соответствии с положениями п. 3.2.7 ПНАЭ Г-1-001-85 и требованиями п. 3.1.14 НП-001-15, в разделе 4.1.3.4.6 [32] приведена информация о техническом обслуживании, контроле и испытаниях системы.

Согласно [32], регламентные комплексные проверки и испытания проводятся с разрешения начальника смены станции согласно Технологическому регламенту [2].

Согласно положениям п. 3.2.8 ПНАЭ Г-1-001-85, в разделе 4.1.3.4.7 [32] показано, что в режиме нормальной эксплуатации системой технического водоснабжения обеспечиваются заданные параметры охлаждающей среды для охлаждения каналов ИК.

В соответствии с положениями п. 3.2.9 ПНАЭ Г-1-001-85, в разделе 4.1.3.4.8 [32] приведена информация о функционировании системы при отказах различных элементов. В ОУОБ [32] показано, что при разгерметизации контура охлаждения, оборудование которого рассчитано на работу до температуры 600°C, не приводит к нарушению работы ионизационных камер, а также к ядерной и радиационной аварии, что соответствует требованиям п. 1.2.12 НП-001-15.

Выполненный в соответствии с положениями п. 3.2.11 ПНАЭ Г-1-001-85 анализ на соответствие системы требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии [32] показал, что указанная система отвечает этим требованиям. Ссылки расчёты и результаты испытаний, подтверждающие прочностные характеристики элементов системы в соответствии с рекомендациями п. 2.5.2 РБ-001-05 представлены в ОУОБ [32].

В соответствии с требованиями п. 5 НП-017-18, в отчёте [24] приведены результаты комплексного обследования систем и элементов энергоблока. По результатам комплексного обследования в Приложении Е [24] представлены сведения об исчерпании ресурсных характеристик каналов охлаждения ИК до 31.12.2019 года.

Извещением [68] Заявитель внёс изменения в раздел 4.1.3.4 ОУОБ [32]. В частности, в [68] приведены конкретные данные о контроле и управлении

системой охлаждения каналов ИК в виде характеристик параметров (уставок), по которым срабатывают технологические защиты и блокировки, что соответствует положениям п. 3.2.3 ПНАЭ Г-1-001-85. Также в разделе 4.1.3.4.6 [68] приведены ссылки на актуальные инструкции по эксплуатации системы охлаждения каналов ИК. Дополнительно в таблице 6.2.3.3.1 [68], в соответствии с требованиями пп. 5, 17 НП-017-18, приведены ссылки на технические решения о возможности продления срока службы эксплуатации каналов охлаждения ИК и трубопроводов подвода и отвода воды на охлаждение каналов ИК до конца 2025 года.

Изменения, вносимые Заявителем Извещением [68] в раздел 4.1.3.4 ОУОБ [32], согласованы с разработчиками проектов РУ и АС, что соответствует требованиям п. 1.2.8 НП-001-15.

Замечание

В ОУОБ [32, 68] отсутствует анализ надёжности системы охлаждения ИК, ПК, СК и системы технического водоснабжения, что не соответствует требованиям п. 3.1.17 НП-001-15 и положениям п. 3.2.10 ПНАЭ Г-1-001-85.

(4.9-1)

Редакционные замечания

В разделе 4.2.3.5.1 ОУОБ [32] отсутствуют ссылки на рабочие программы по пусконаладочным работам системы и акты испытания, что не соответствует положениям п. 3.2.6 ПНАЭ Г-1-001-85.

(4.9-2)

В таблице 6.2.3.3.1 [68] ошибочно указан переназначенный срок эксплуатации трубопроводов подвода и отвода воды на охлаждение каналов ИК – до 31.12.2015.

(4.9-3)

4.10. Турбоустановка со вспомогательными системами. Генератор

Согласно разделу 4.1.2 ОУОБ [2], турбина паровая конденсационная Т-12/12-60/2,5 с одним регулируемым отбором пара и двумя

нерегулируемыми отборами, номинальной электрической мощностью 12 МВт, частотой вращения 3000 об/мин, предназначена для непосредственного привода генератора типа Т-12-2 с воздушным охлаждением, а также для отпуска теплоты в количестве 25 Гкал/ч при графике сетевой воды 150/70°C. Турбина предназначена для работы в моноблоке с реакторной установкой ЭПП-6 по диспетчерскому графику нагрузки с изменением мощности реактора 2 – 4 раза в сутки в диапазоне до 50% $N_{\text{ном}}$, а также в режиме регулирования частоты в энергосистеме.

После конденсатора конденсат насосом (один рабочий, второй резервный) подаётся в схему регенерации турбины, в состав которой входят охладители эжектора, охладители сальникового подогревателя, ПНД и ОК ПНД, деаэратора. После деаэратора питательная вода с температурой 104°C подаётся в ОЦК.

Парогазовая смесь с наружных камер уплотнений турбины поступает в конденсатор первой ступени сальникового подогревателя (эжектора уплотнений), где частично конденсируется. После первой ступени парогазовая смесь при помощи пароструйного эжектирующего устройства подается в конденсатор второй ступени, после чего выбрасывается в атмосферу. В качестве рабочего (эжектирующего) используется пар из общестанционного коллектора пара или «острый» пар блока, дросселированный на регуляторе после арматуры П-9, с давлением $(0,3 \div 0,8)$ кгс/см².

Подача масла в систему регулирования и на смазку подшипников осуществляется при пуске турбины пусковым масляным насосом с электроприводом, а при работе турбины – главным масляным насосом центробежного типа, рабочее колесо которого насажено на ротор турбины.

Согласно ОУОБ [32], элементы турбоустановки со вспомогательными системами, в основном, отнесены проектировщиком к 3 классу безопасности

(классификационное обозначение 3Н) по НП-001-15, II категории сейсмостойкости по НП-031-01 и группе С по НП-089-15 (в части элементов трубопроводов регенеративной установки турбины, а также ПНД, конденсатный насос и фильтр смешанного действия). Классификация элементов вспомогательных систем турбоустановки в соответствии НД приведена в таблице П.5.1.2 Приложения 5 ОУОБ [32].

В таблице 4.2.1.3 ОУОБ [32] приведен состав основного оборудования турбоустановки. В соответствии с требованиями п. 17 НП-017-18, в таблице 6.2.3.3.1 ОУОБ [32] приведена информация о ресурсных характеристиках турбины в комплекте с турбогенератором, конденсационной установки с основным эжектором и пусковым водокольцевым эжектором, конденсатных насосов, системы регенерации в составе сальникового подогревателя, ПНД и ОК ПНД, деаэратора 1,2 кгс/см² (абс.), системы регулирования турбины, системы маслоснабжения.

На энергоблоке установлен синхронный двухполюсный турбогенератор типа Т-12-2УЗ мощностью 12 МВт на напряжение 6,3 кВ трехфазного тока с воздушным замкнутым охлаждением и электромашинной системой возбуждения типа ВТ-75-3000, предназначенный для непосредственного соединения с паровой турбиной. Описание генератора представлено в подразделе 4.2.5 ОУОБ [32]. Электрически турбогенератор соединен в блок с трансформатором типа ТД-16000/110. Как указано Заявителем, по влиянию на безопасность генератор является элементом системы нормальной эксплуатации. Турбогенератор отнесён к 4 классу безопасности (классификационное обозначение 4Н) по НП-001-15, II категории сейсмостойкости по НП-031-01.

В ОУОБ [32] представлена информация о нормальной работе системы, приведена принципиальная схема контура турбоустановки, описание конструкционных материалов и функционирование системы при отказах.

Перечень сигналов при отклонении параметров от номинальных значений, а также перечень параметров турбины, при отклонении от которых срабатывают защиты турбины, представлен в п. 4.2.1.3 ОУОБ [32].

В п. 4.2.1.6 ОУОБ [32] указано, что проводится полный контроль состояния и работы основного и вспомогательного оборудования в соответствии с действующими НД, заводским и эксплуатационным инструкциям. Проводится контроль состояния фильтра смешанного действия, постоянно находящимся в работе при работе энергоблока на мощности.

Описание турбоустановки со вспомогательными системами и генератора выполнено в ОУОБ [32] в соответствии с рекомендациями п. 2.5 РБ-001-05 и положениями главы 3 ПНАЭ Г-1-001-85.

Управление ресурсными характеристиками элементов системы выполняется согласно Программе управления ресурсом оборудования и трубопроводов энергоблока № 2 Билибинской АЭС [26].

Обследование турбоустановки со вспомогательными системами и генератора проведено в соответствии с Программой работ по подготовке энергоблока № 2 Билибинской АЭС к продолжению эксплуатации сверх 45 лет [21], что соответствует требованиям п. 14 НП-017-18. В документах [22, 23, 24] Заявителем представлены результаты комплексного обследования турбоустановки со вспомогательными системами и генератора, и результаты выполнения Программы [21]. По результатам обследования и выполнения Программы [21], было установлено, что [22, 24]:

- условия и режимы эксплуатации элементов и систем соответствуют требованиям эксплуатационных инструкций и нормативных документов;
- техническое состояние турбоустановки со вспомогательными системами и генератора является удовлетворительным и соответствует требованиям эксплуатационной, проектно-конструкторской, нормативной документации, с учётом внесенных в период эксплуатации изменений, и

позволяет продолжить дальнейшую эксплуатацию энергоблока и обеспечить безопасность на достигнутом уровне;

- техническое обслуживание и ремонт проводится в установленные графиками и регламентами сроки, организационная структура системы ТОиР обеспечивает решение задач поддержания оборудования в исправном состоянии в течение срока его службы, своевременную замену выработавших ресурс оборудования и элементов систем;
- проводимые периодические плановые проверки, опробования, испытания и обследования подтверждают работоспособность турбоустановки со вспомогательными системами и генератора, и выполнение ими проектных функций в полном объёме;
- срок эксплуатации турбоустановки со вспомогательными системами и генератора (с возбудителем) может быть продлён до 2025 года при режимах и условиях эксплуатации, установленных на момент проведения обследования.

На основании проведенных работ по обследованию, оценке технического состояния и обоснованию остаточного ресурса элементов турбоустановки со вспомогательными системами и генератора (включая расчёты на статическую, циклическую прочность и сейсмические воздействия в объёме требований ПНАЭ Г-7-002-86, НП-031-01) Заявителем разработаны технические решения о возможности, сроках и условиях их дальнейшей эксплуатации до 31.12.2026 следующего оборудования:

- турбины Т-12/12-60/2,5, включая корпус турбины, ротор турбины, конденсатор турбины, перепускные трубопроводы в пределах турбины, трубопроводы отбора пара от турбины до запорного устройства, узлы гидравлической системы регулирования турбины;
- основных эжекторов ЭО-2А, 2Б паротурбинной установки;

- конденсатных насосов КН-2А, 2Б;
- маслобака МБ ТА-2 системы маслоснабжения турбоустановки;
- охладителя конденсата ПНД системы регенерации энергоблока;
- подогревателя низкого давления системы регенерации энергоблока;
- фильтра смешанного действия;
- пускового маслонасоса ПМН-2;
- аварийного маслонасоса АМН-1;
- сальникового подогревателя СП-2;
- трубопроводов конденсата турбины, основного конденсата.

Указанные технические решения о возможности, сроках и условиях дальнейшей эксплуатации элементов турбоустановки письмом [48д] направлены в ЦМТУ. В таблице 6.2.3.3.1 ОУОБ [32] представлена информация о продлённом сроке эксплуатации оборудования турбоустановки до 31.12.2026.

Редакционные замечания

В п. 3 Решения № 1.2.2.06.001.0195-2019 о возможности, сроках и условиях эксплуатации турбины Т-12/12-60/2,5 энергоблока № 2 Билибинской АЭС указано, что данное Решение распространяется также на конденсатор турбины, перепускные трубопроводы в пределах турбины, трубопроводы отбора пара от турбины до запорного устройства, узлы гидравлической системы регулирования турбины. Однако в самом Решении и в приложениях к нему не приведены результаты выполненных мероприятий по определению ресурса и продлению срока службы указанного выше оборудования. **(4.10-1)**

В разделе 4.2.1 ОУОБ [32] вместо проведения анализа надёжности турбоустановки со вспомогательными системами Заявителем представлен

анализ надёжности системы контроля вибрации и механических величин турбоустановки ИТ14-(БиАЭС), упоминание о которой в указанном разделе практически отсутствует (кроме таблицы 4.2.1.6.1-1 [32] с характеристиками ИТ14-(БиАЭС)), и перечень оборудования лаборатории ВХР. **(4.10-2)**

Классификация генератора, представленная в таблице П.5.1.7 ОУОБ [32], имеет расхождение с классификацией генератора, выполненной в разделе 4.2.5.1 ОУОБ [32]. **(4.10-3)**

В таблице 6.2.3.3.1 ОУОБ [32] не представлена информация о сроке эксплуатации в дополнительный период конденсатора турбины. **(4.10-4)**

Приведенная в таблице 4.2.1.3 [32] номенклатура оборудования турбоустановки не соответствует принятой в проекте. Так, вместо сальникового подогревателя указан эжектор уплотнений, вместо пускового маслососа – главный маслосос, вместо аварийного маслососа – вспомогательный маслосос. В связи с чем, приведенные в таблице 6.2.3.3.1 [32] сведения о продлении срока службы оборудования турбоустановки не соответствуют указанному в таблице 4.2.1.3 [32] составу системы. **(4.10-5)**

4.11. Паропроводы свежего пара

Оценка обоснования работоспособности и ресурсных характеристик системы свежего пара в период дополнительного срока эксплуатации выполнена Заявителем в разделе 4.2.2 ОУОБ [32]. Согласно п. 4.2.2.1 ОУОБ [32], система свежего пара предназначена для подачи пара от барабана-сепаратора на турбину и пиковый бойлер во всех режимах работы энергоблока № 2 Билибинской АЭС, включая режимы планового и аварийного расхолаживания.

Система свежего пара по назначению отнесена проектировщиком к системе нормальной эксплуатации, важной для безопасности. По влиянию на безопасность элементы системы отнесены ко 2 классу безопасности (классификационное обозначение 2Н) по НП-001-15, в пределах РО – к I

категории сейсмостойкости по НП-031-01, в пределах машинного зала – ко II категории сейсмостойкости по НП-031-01 и группе В по НП-089-15. Классификация элементов системы приведена в таблице П.5.1.2 Приложения 5 ОУОБ [32] и на рисунке 4.2.2.1 главы 4 ОУОБ [32].

К БС подключено восемь паропроводов диаметром 133x10 мм, объединяющиеся в сборный коллектор диаметром 219x16 и далее по главному паропроводу диаметром 219x9 к стопорному клапану турбины. К главному паропроводу подключены отводы к трём ГПК и коллектор пара к ИК-ГПК. В таблице 4.2.2.3 [32] представлен перечень и ресурсные характеристики элементов системы.

В соответствии с положениями п. 3.2.3 ПНАЭ Г-1-001-85, в разделе 4.2.2.3 ОУОБ [32] приведены данные по контролю и управлению системой. Заявителем указано [32], что проектный объём контроля системы выполнен с БЩУ. Отсечные задвижки системы (перед «стерегущими» регуляторами), ГПЗ, байпас ГПЗ оснащены электроприводами, управление выполнено с БЩУ, запитана арматура от САЭ (с резервированием электропитания от аккумуляторных батарей), что соответствует требованиям п. 6 НП-087-11.

Согласно положениям п. 3.2.4 ПНАЭ Г-1-001-85, в п. 4.2.2.4 ОУОБ [32] показано, что трубопроводы системы выполнены из углеродистых сталей (Ст. 20, 15ГС), отсечные клапаны и «стерегущие регуляторы» выполнены из нержавеющей стали 08Х18Н10Т. Остальная арматура системы выполнена из углеродистой стали. Контроль сварных соединений и основного металла трубопроводов СПП осуществляется в соответствии с программой АТПЭ-20-2015 «Контроль металла трубопроводов и БС».

В п. 4.2.2.7 [32] указано, что отказы функционирования системы сводятся к возможной разгерметизация паропровода из-за ухудшение коррозионного состояния магистральных трубопроводов. Влияние отказа системы на безопасность проанализировано в ОУОБ [32].

Стратегия ТОиР [32] обеспечивает требуемое техническое состояние трубопроводов свежего пара, позволяет поддерживать ресурсные характеристики системы. Для повышения надёжности и приведения системы к уровню требований действующих НД, согласно п. 4.3.3.2.8 [32], Заявителем были реализованы мероприятия по её реконструкции, а именно поэтапно выполнена замена элементов трубопроводов, опор и подвесок на основании выполненных в соответствии с требованиями ПНАЭ Г-7-002-86 расчётов на прочность и самокомпенсацию, заменена выработавшая ресурс арматура, на новую арматуру, отвечающую требованиям НП-068-05.

Управление ресурсными характеристиками элементов системы выполняется согласно Программе управления ресурсом оборудования и трубопроводов энергоблока № 2 Билибинской АЭС [26].

Описание система свежего пара выполнено в ОУОБ[32] в соответствии с рекомендациями п. 2.5 РБ-001-05 и положениями главы 3 ПНАЭ Г-1-001-85.

Обследование системы свежего пара энергоблока № 2 Билибинской АЭС проведено в соответствии с Программой работ по подготовке энергоблока № 2 Билибинской АЭС к продолжению эксплуатации сверх 45 лет [21], что соответствует требованиям п. 14 НП-017-18. В документах [22, 23, 24] Заявителем представлены результаты комплексного обследования системы свежего пара и результаты выполнения Программы [21]. По результатам обследования и выполнения программы подготовки энергоблока, было установлено, что:

- условия и режимы эксплуатации системы соответствуют требованиям эксплуатационных инструкций и нормативных документов;
- техническое состояние системы свежего пара находится в удовлетворительном состоянии и соответствует требованиям эксплуатационной, проектно-конструкторской, нормативной документации с учетом внесенных в период эксплуатации изменений и

позволяет продолжить дальнейшую эксплуатацию системы и обеспечить безопасность на достигнутом уровне;

- техническое обслуживание и ремонт проводится в установленные графиками и регламентами сроки, организационная структура системы ТОиР обеспечивает решение задач поддержания элементов системы в исправном состоянии в течение срока его службы, своевременную замену выработавших ресурс элементов системы;
- проводимые периодические плановые проверки, опробования, испытания и обследования подтверждают работоспособность системы свежего пара и выполнение ею проектных функций в полном объеме;
- срок эксплуатации системы свежего пара может быть продлён до 2025 года при режимах и условиях эксплуатации, установленных на момент проведения обследования.

На основании проведенных работ по обследованию, оценке технического состояния и обоснованию остаточного ресурса элементов системы свежего пара (включая расчёты на статическую, циклическую прочность и сейсмические воздействия в объёме требований ПНАЭ Г-7-002-86 и НП-031-01) Заявителем подготовлено техническое решение о возможности, сроках и условиях дальнейшей эксплуатации трубопровода острого пара до 31.12.2026.

Извещением [72] в раздел 4.2.2 ОУОБ [32] внесён перечень нарушений нормальной эксплуатации, когда оборудование и трубопроводы системы должны быть отключены (согласно требованиям п. 252 НП-089-15).

Извещением [72] в ОУОБ [32] приведена информация об обследовании опорно-подвесной системы трубопроводов системы свежего пара, а также результаты выборочного контроля предварительного затяга пружин.

Извещением [72] в разделе 4.2.2.6 «Контроль и испытания при эксплуатации» [32] представлены сведения о контроле и указано, что испытания при эксплуатации трубопроводов свежего пара выполняются в соответствии с требованиями НП-089-15 и Рабочей программы проведения гидравлических испытаний оборудования и трубопроводов РТЦ (БиАЭС 1.2.3.03.005.01.34-2015) с периодичностью один раз в 4 года, гидроиспытания проводились в 2016 году.

По результатам экспертизы замечаний нет.

4.12. Система питательной воды

В разделе 4.2.3 главы 4 ОУОБ [32] Заявителем представлено обоснование работоспособности системы питательной воды. Согласно ОУОБ [32], СПВ предназначена для:

- бесперебойной подачи питательной воды в ОЦК во всех режимах нормальной эксплуатации, при нарушении условий нормальной эксплуатации и авариях при наличии электропитания собственных нужд;
- создания полезного напора в смесителях ОЦК;
- поддержания номинального уровня воды в БС;
- удаления нерастворённых газов из питательной воды в деаэраторе.

В соответствии с НП-001-15 СПВ по назначению относится к системам нормальной эксплуатации, по влиянию на безопасность – к важным для безопасности. Согласно классификатору, приведенному в Приложении 5 к ОУОБ [32], основные трубопроводы и оборудование СПВ отнесены к 2Н и 3Н классам безопасности по НП-001-15, группам В и С по НП-089-15, I и II категориям сейсмостойкости по НП-031-01.

В раздел 4.2.3 [32] Извещением [68] внесено обоснование снижения класса трубопроводов и оборудования СПВ со 2 на 3 по НП-001-15, согласно которому отказ данного элемента не приводит к повреждению ТВЭЛов при

проектном функционировании систем безопасности с учётом единичного отказа, поскольку проектом обеспечена безопасность РУ при функционировании систем безопасности – автоматическое срабатывание АЗ и включение в работу АПЭН, которые подключены к резервным источникам воды, не зависящим от состояния СПВ. В таблице 4.2.3 [32, 68] приведен анализ единичных отказов СПВ, согласно которому при рассмотренных отказах безопасность энергоблока обеспечивается.

Электроснабжение приводов арматуры системы и двигателей ПЭН выполнено в соответствии с ПУЭ по категории I от системы электроснабжения собственных нужд.

В режимах нормальной эксплуатации СПВ обеспечивает бесперебойную подачу питательной воды в смесители полезного напора ОЦК, при проектных авариях (при разрыве трубопроводов ОЦК) и при аварийном расхолаживании энергоблока – подачу питательной воды в опускной трубопровод ОЦК. В состав СПВ входят [32]:

- деаэратор питательной воды, состоящий из бака объёмом 25 м³, рассчитанного на давление 0,12 МПа (1,2 кгс/см²) (абс.), и деаэрационной колонки типа ДСА-150, рассчитанной на производительность по питательной воде до 150 т/ч;
- два питательных насоса (один рабочий, один резервный) типа ПЭА-150-85 производительностью 150 т/ч каждый;
- пластинчатый фильтр, рассчитанный на давление 20 МПа (200 кгс/см²) и температуру 260°С, который установлен на линии от деаэраатора на напорном коллекторе ПЭН;
- трубопроводы;
- запорная и регулирующая арматура.

Бескавитационная работа ПЭН обеспечивается расположением насосов ниже минимального уровня в деаэраторе на 18 м, автоматическим поддержанием уровня и давления в деаэраторе [32].

Заявителем в перечень оборудования, не подлежащего замене, включены деаэратор с деаэрационной колонкой, пластинчатый фильтр и трубопроводы питательной воды низкого и высокого давления. Для остальных элементов системы, отработавших ресурс, планируется поэтапная замена [32].

Согласно ОУОБ [32], деаэрационный бак и деаэрационная колонка изготовлены из углеродистой стали марки Ст 3, тарелки деаэратора – из стали ВСТЗСП4 и имеют алюминиевое покрытие АД-1. Корпус пластинчатого фильтра изготовлен из стали марки 20. Основные детали ПЭН изготовлены из углеродистой стали марки 22К. Всасывающие трубопроводы ПЭН и трубопроводы подвода питательной воды к СПН изготовлены из стали марки 20, напорные трубопроводы питательной воды – из стали марки 15ГС. Арматура изготовлена из углеродистых сталей.

В разделе 4.2.3.8 [32] выполнен анализ единичных отказов элементов СПВ, последствия аварий с разрывами трубопроводов СПВ рассмотрены в главе 5 ОУОБ [32]. Согласно указанному анализу [32], отказы элементов СПВ не приводят к полной потере функции системы и нарушению пределов безопасной эксплуатации энергоблока, разрывы трубопроводов СПВ не приводят к повреждению топлива сверх проектных пределов, установленных в п. 5 Приложения к НП-082-07.

Согласно ОУОБ [32], на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС поддерживался бескоррекционный ВХР. Сохраняется запас до достижения предельных значений показателей ВХР, устанавливаемых Технологическим регламентом [2] по величине удельной электропроводимости продувочной воды и содержанию в ней продуктов коррозии и кремниевой кислоты. Химический контроль по таким нормируемым показателям в продувочной

воле, как кремниевая кислота, содержание хлорид-ионов и железа, проводятся по аттестованным методикам [32]. Требования к водно-химическому режиму СПВ обеспечиваются очисткой конденсата на ФСД и удалением коррозионно-агрессивных газов в деаэраторе системы.

Согласно Извещению [68], ВХР энергоблока № 2 Билибинской АЭС поддерживается в соответствии с отраслевым стандартом СТО 1.1.1.02.013.1413-2017, что соответствует требованиям п. 260 НП-089-15.

В разделе 4.2.3.8 [32] выполнен качественный анализ надёжности СПВ, на основании которого Заявителем сделан вывод о том, что положительный опыт эксплуатации СПВ, систематический контроль состояния элементов системы, проведение мероприятий по повышению надёжности и безопасности СПВ (в течение 1988 – 2002 годов отработавшие свой ресурс ПЭН заменены на новые, арматура системы частично заменена на новую, отвечающую требованиям НП-068-05, заменены трубопроводы рециркуляции ПЭН до арматуры 2РЦ-1, всасывающие трубопроводы ПЭН, выполнена замена пружин и подвесок системы в соответствии с результатами расчёта системы по ПНАЭ Г-7-002-86) дают основания утверждать, что СПВ отвечает предъявленным к ней требованиям по надёжности.

Извещением [68] в разделе 4.2.3.8 [32] внесены количественные оценки частоты отказа СПВ, полученные на основании проведения ВАБ энергоблока № 2 Билибинской АЭС, анализ которого выполнен в главе 7 настоящего Экспертного заключения. Так, согласно Извещению [68], суммарная частота ИС с разрывом трубопроводов ОЦК и трубопроводов питательной воды, приводящих к разрушению бокса барабана-сепаратора, составляет $1,03 \cdot 10^{-5}$ (1/год). ИС типа «Переходный процесс», к которой отнесён отказ «Потеря питательной воды» частота повреждения активной зоны равна $3,27 \cdot 10^{-8}$.

Эксплуатация СПВ выполняется в соответствии с Технологическим регламентом [2] и инструкциями по эксплуатации. Гидравлические испытания системы проводятся согласно программе испытаний, указанной в [2]. Эксплуатационный контроль металла и сварных соединений оборудования и трубопроводов проводится в соответствии с программой [17], согласно которой контроль для оборудования 2Н класса безопасности по НП-001-15 проводится раз в четыре года, а для оборудования 3Н класса безопасности по НП-001-15 проводится раз в шесть лет. Контроль технического состояния трубопроводов и оборудования СПВ выполняется в соответствии с Регламентом [25]. Ремонт насосов и арматуры, установленной на трубопроводах СПВ, выполняется согласно Регламенту ТОиР [16].

Управление ресурсом всасывающего трубопровода питательной воды, деаэратора, теплообменника глубокого расхолаживания, арматуры и другого оборудования ОЦК осуществляется в соответствии с Программой [26], что соответствует требованиям п. 30 НП-096-15.

В целом, обоснование работоспособности СПВ, представленное в ОУОБ [32], соответствует рекомендациям п. 2.5 РБ-001-05 и положениям главы 3 ПНАЭ Г-1-001-85.

В 2018 году реализован комплекс мероприятий по продлению срока эксплуатации СПВ. Согласно ОУОБ [32], по результатам анализа проектной документации, расчётов и комплексного обследования [24] разработаны Технические решения о возможности, сроках и условиях дальнейшей эксплуатации СПВ, на основании которых:

- техническое состояние трубопроводов с арматурой признано работоспособным;
- срок службы трубопроводов и оборудования СПВ продлён до 31.12.2026;

- возможно допустить к дальнейшей эксплуатации трубопроводы и оборудование системы питательной воды энергоблока № 2 Билибинской АЭС на срок до 31.12.2026 при соблюдении условий и режимов эксплуатации, периодичности и объёмов технического обслуживания и ремонта, а также эксплуатационного контроля в соответствии с требованиями действующей нормативной и эксплуатационной документации.

В соответствии с требованиями п. 17 НП-017-18, в таблице 6.2.3.3.1 главы 6 ОУОБ [32] приведены результаты обоснования ресурсных характеристик арматуры и трубопроводов СПВ и представлены ссылки на Решения, на основании которых продлевается срок службы указанных элементов данной системы.

В Приложении И к отчёту [24] указано, что при проведении контроля состояние металла и сварных соединений элементов СПВ, выполненного в период ремонта с 2012 г. по 2016 г., были обнаружены дефекты сварных соединений трубопроводов СПВ, которые ликвидированы во время ремонта. Основной причиной выявленных дефектов являлось межкристаллитное растрескивание под напряжением и недостатки при проведении обслуживания трубопроводов и ремонта сварных соединений. Дефекты оборудования и трубопроводов были выявлены при плановых ремонтах и осмотрах, и были устранены при проведении ремонта. В 2012 году отмечены следующие дефекты в работе ПЭН:

- недостаточный расход охлаждающей воды на электродвигатели ПЭН-2А, 2Б вследствие загрязнений и попадание инородного предмета;
- отсутствие расхода охлаждающей воды на второй подшипник ПЭН-2Б после арматуры 2ОВ-40Б вследствие недостаточного техобслуживания, включая контроль работоспособности.

Указанные нарушения устранены во время ремонта. Выявленные дефекты не приводили к нарушениям пределов и условия безопасной эксплуатации. Согласно [24, 26], оборудование и трубопроводы СПВ относятся к элементам, ресурс которых в процессе эксплуатации может поддерживаться с помощью ТОиР.

В соответствии с требованиями п. 39 НП-096-15, Заявителем представлены:

- Решение № 1.2.2.06.001.0089-2019 от 11.02.2019 о возможности, условиях и сроках дальнейшей эксплуатации трубопровода питательной воды энергоблока № 2 Билибинской АЭС;
- Решение № 1.2.2.06.001.0069-2019 от 05.02.2019 о возможности, условиях и сроках дальнейшей эксплуатации пластинчатого фильтра ПФ-2 системы питательной воды энергоблока № 2 Билибинской АЭС;
- Техническое решение № 1.2.1.22.263-2018 от 21.12.2018 о возможности, условиях и сроках дальнейшей эксплуатации всасывающего трубопровода питательной воды энергоблока № 2 Билибинской АЭС
- Техническое решение № 1.2.1.22.236-2018 от 21.12.2018 о возможности, условиях и сроках дальнейшей эксплуатации основного деаэратора Д 1, 2 энергоблока № 2 Билибинской АЭС,

согласно которым срок службы указанных элементов СПВ продлён до 31.12.2026 при соблюдении условий и режимов эксплуатации, периодичности и объёма ТОиР и эксплуатационного контроля в соответствии с требованиями нормативной и эксплуатационной документации и выполнении условий, указанных в приложениях к данным решениям.

Согласно Приложению Д к отчёту [24], срок службы арматуры СПВ не истёк, по мере истощения ресурса будут выполняться работы по восстановлению/замене арматуры, выработавшей свой ресурс.

Редакционное замечание

В таблице 6.2.3.3.1 [32] с изменениями по Извещению [68] не указан номер Решения о возможности, условиях и сроках дальнейшей эксплуатации трубопровода питательной воды БА-38Тр. **(4.12-1)**

4.13. Система паросбросных и пароприёмных устройств

В разделе 4.2.4 ОУОБ [32] приведено описание системы паросбросных и пароприемных устройств энергоблока № 2 Билибинской АЭС. Согласно проекту, паросбросные и пароприёмные устройства предназначены для стабилизации давления пара в ОЦК во всём диапазоне изменения мощности реактора при работе энергоблока как в базовом, так и в регулирующем режимах, и использовались в режимах пуска и останова энергоблока. В связи с этим элементы системы паросбросных и пароприемных устройств были спроектированы в соответствии с требованиями «Общих положений обеспечения безопасности атомных станций» к элементам нормальной эксплуатации, важным для безопасности, действовавшим во время проектирования.

Согласно п. 4.2.4.1 ОУОБ [32], элементы системы отнесены по назначению к элементам нормальной эксплуатации и по влиянию на безопасность – к важным для безопасности. Согласно таблице П.5.1.2 ОУОБ [32], система паросбросных и пароприемных устройств отнесена к 3 классу безопасности (классификационное обозначение – 3Н) по НП-001-15, II категории сейсмостойкости по НП-031-01 и группе С по НП-089-15. Границы классификации указаны на схеме (рис. 4.2.4.1 ОУОБ [32]).

В составе системы предусмотрены два отсечных клапана и два «стерегущих» регулятора – один со сбросом пара в конденсатор, второй – в основной бойлер. Состав и характеристики элементов паросбросных и пароприёмных устройств (включая год изготовления) приведены в таблице 4.2.4.1 ОУОБ [32]. В соответствии с положениями п. 3.2.3 ПНАЭ Г-1-001-85,

в разделе п. 4.2.4.3 ОУОБ [32] представлено описание контроля и управления системы. Контроль работы системы выполняется с БЩУ по сигнализаторам положения арматуры (отсечного клапана и регулирующего клапана).

Согласно положениям п. 3.2.4 ПНАЭ Г-1-001-85, в п. 4.2.4.4 [32] показано, что отсечные и регулирующие клапаны системы выполнены из нержавеющей стали 08Х18Н10Т. Остальная арматура системы выполнена из углеродистой стали. Техническое состояние системы паросбросных и пароприемных устройств и поддержание ресурсных характеристик системы обеспечивается техническим обслуживанием и ремонтом в соответствии с Регламентом [16] и действующими инструкциями по эксплуатации системы.

Описание системы паросбросных и пароприемных устройств выполнено в ОУОБ [32] в соответствии с рекомендациями п. 2.5 РБ-001-05 и положениями главы 3 ПНАЭ Г-1-001-85.

Согласно ОУОБ [32], при подготовке энергоблока № 2 Билибинской АЭС к продолжению эксплуатации сверх 45 лет Заявителем реализованы мероприятия по модернизации системы с целью приведения её к уровню требований действующей НД и повышения надёжности:

- выполнена замена отработавшей ресурс арматуры системы на новую арматуру, отвечающую требованиям НП-068-05;
- выполнена замена насосов КНБ на новые насосы того же типа;
- выполнена замена ОК на конденсатор и ОК на ОБ с целью повышения быстродействия ОК по повышению давления в БС (заменён ОК с временем полного открытия которого 27 с, на клапан с временем полного открытия которого не более 13 с).

Обследование системы паросбросных и пароприемных устройств энергоблока № 2 Билибинской АЭС проведено в соответствии с Программой работ по подготовке энергоблока № 2 Билибинской АЭС к продолжению

эксплуатации сверх 45 лет [21], что соответствует требованиям п. 14 НП-017-18. В документах [22, 23, 24] Заявителем представлены результаты комплексного обследования системы паросбросных и пароприемных устройств и результаты выполнения Программы [21]. По результатам обследования и выполнения Программы [21], было установлено, что:

- условия и режимы эксплуатации системы соответствуют требованиям эксплуатационных инструкций и нормативных документов;
- техническое состояние системы паросбросных и пароприёмных устройств находится в удовлетворительном состоянии и соответствует требованиям эксплуатационной, проектно-конструкторской, нормативной документации с учетом внесенных в период эксплуатации изменений и позволяет продолжить дальнейшую эксплуатацию системы и обеспечить безопасность на достигнутом уровне;
- техническое обслуживание и ремонт проводится в установленные графиками и регламентами сроки, организационная структура системы ТОиР обеспечивает решение задач поддержания элементов системы в исправном состоянии в течение срока его службы, своевременную замену выработавших ресурс элементов системы;
- проводимые периодические плановые проверки, опробования, испытания и обследования подтверждают работоспособность системы паросбросных и пароприемных устройств и выполнение ею проектных функций в полном объёме;
- срок эксплуатации системы паросбросных и пароприемных устройств может быть продлён до 2025 года при режимах и условиях эксплуатации, установленных на момент проведения обследования.

На основании проведенных работ по обследованию, оценке технического состояния и обоснованию остаточного ресурса элементов

системы паросбросных и пароприемных устройств (включая расчёты на статическую, циклическую прочность и сейсмические воздействия в объёме требований ПНАЭ Г-7-002-86 и НП-031-01) Заявителем подготовлены технические решения о возможности, сроках и условиях дальнейшей эксплуатации элементов системы до 31.12.2026:

- основного бойлера теплофикационной установки энергоблока;
- охладителя конденсата бойлеров теплофикационной установки энергоблока;
- пикового бойлера теплофикационной установки энергоблока;
- трубопроводов конденсата пара на ОБ, после ОБ, после ОКБ.

Извещением [66] в таблице 4.2.4.1 ОУОБ [32] откорректирована информация об арматуре 2ПО-2, 2ПТ-9, указаны корректные даты ввода в эксплуатацию – 2002 г. и 2010 г. соответственно [24].

Извещением [66] в ОУОБ [32] приведена информация об обследовании опорно-подвесной системы паросбросных и пароприёмных устройств, и о результатах выборочного контроля предварительного затяга пружин, которое выполняется при проведении обходов – осмотров оборудования системы.

Редакционное замечание

В ОУОБ [32] не представлена информация о выполненных испытаниях, с указанием конкретных параметров испытаний и методики испытаний, а также о результатах технического освидетельствования оборудования и трубопроводов системы, согласно требованиям НП-089-15 (несоответствие рекомендациям п. 2.5.2 РБ-001-05). **(4.13-1)**

4.14. Система контроля и управления (кроме СУЗ)

Как указано в п. 4.3.1 ОУОБ [32], система контроля и управления предназначена для обеспечения безопасной эксплуатации энергоблока при эффективной выработке тепловой и электрической энергии, предотвращения

нарушений пределов и условий безопасной эксплуатации, предотвращения аварий и ослабления их последствий, возвращения АС в контролируемое состояние при авариях, организации управления персоналом и оповещения при нормальной эксплуатации и авариях.

Согласно данным п. 4.3.2 [32], система контроля и управления включает в себя:

- информационную систему;
- систему управления;
- систему диагностики.

Информационная система обеспечивает [32]:

- контроль технологических параметров;
- регистрацию основных технологических параметров и состояния оборудования;
- отображение информации и сигнализацию.

В состав информационной системы входят следующие подсистемы [32]:

- представления параметров на индивидуальных приборах;
- технологической сигнализации;
- внутриреакторного контроля.

Управляющая система включает в себя следующие подсистемы [32]:

- технологических защит и блокировок, не входящих в состав УСБ, включая датчики, контрольно-измерительные приборы и преобразователи сигналов;
- автоматического регулирования;
- дистанционного управления.

В состав СКУ входят [32]:

- система теплотехнического контроля и сигнализации;
- система контроля герметичности оболочек ТВЭЛОВ;
- система контроля целостности тепловыделяющих сборок;
- система управления энергоблоком;
- система технологических защит и блокировок;
- система дистанционного управления;
- система автоматического регулирования, включая:
 - систему автоматического регулирования мощности САРМ энергоблока по сигналам из электрической сети энергоузла;
 - систему автоматического регулирования питания барабана-сепаратора;
 - систему регулирования давления пара перед турбиной воздействием на сброс пара в конденсатор и основной подогреватель сетевой воды;
 - систему технологических защит и блокировок.

Как указано в п. 4.3.2.8 [32], управление СКУ сводится к подаче электропитания на технические средства системы. Электропитание предусмотрено от системы надежного питания (группы 1, 2, 3). Многолетний успешный опыт эксплуатации четырёх энергоблоков Билибинской АЭС свидетельствует о том, что реализованная на этих блоках система контроля и управления надёжна и достаточна для обеспечения безопасной эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС (соответствие требованиям п. 1.2.7 НП-001-15).

По результатам экспертизы замечаний нет.

4.15. Система защиты ОЦК от превышения давления

В разделе 4.5.1.2 главы 4 ОУОБ энергоблока № 2 Билибинской АЭС [32] представлено обоснование работоспособности системы защиты ОЦК от превышения давления в период дополнительного срока эксплуатации. В соответствии с рекомендациями п. 2.5.1 РБ-001-05, в разделе 4.5.1.2 [32] представлена информация о назначении системы защиты ОЦК от превышения давления, требованиях, предъявляемых к системе со стороны РУ, классификации, характеристиках и размещении её элементов, материалах из которых изготовлены элементы системы, функционировании системы в режимах нормальной эксплуатации, нарушениях нормальной эксплуатации, включая аварии, защиты системы от отказов по общей причине и учёте в проекте системы принципа единичного отказа, модернизации элементов системы, результатах её комплексного обследования.

Согласно разделу 4.5.1.2 [32], система защиты ОЦК от превышения давления предназначена для защиты ОЦК РУ от превышения давления более, чем на 15 % от рабочего значения. Снижение давления в ОЦК осуществляется за счёт отвода дебалансного пара из ОЦК в атмосферу. Согласно [32], в системе установлены три ИПУ, каждое из которых состоит из ГПК, ИПК, фильтров на подводе пара к каждому ИПК, импульсных линий, сбросных трубопроводов ГПК, а также элементы контроля и управления системой.

Согласно [32], ИПУ состоит из главного предохранительного клапана и вспомогательного импульсного клапана пружинного типа, оснащённого электромагнитным приводом на открытие и закрытие. В [32] отмечено, что система защиты ОЦК от превышения давления обеспечивает непревышение давления в КМПЦ более чем на 15 % от рабочего значения, что соответствует требованиям п. 206 НП-089-15. Согласно [32], число ИПУ, установленных в системе защиты ОЦК от превышения давления, выбрано с увеличением

необходимого числа ИПУ на один, что соответствует требованиям п. 207 НП-089-15 и свидетельствует об учёте принципов резервирования и единичного отказа при проектировании системы, что соответствует требованиям п. 1.2.12 и п. 3.1.9 НП-001-15. Согласно [32], при отсутствии или исчезновении электрического тока ИПК работает в режиме прямого действия, т.е. от предварительно настроенного пружинного привода.

В соответствии с требованиями п. 2.11 НП-001-15 и рекомендациями п. 2.5.1 РБ-001-05, в разделе 4.5.1.2 [32] и в п. 14 таблицы П.5.1.2 Приложения 5 к ОУОБ [32] представлена классификация системы защиты ОЦК от превышения давления и её элементов по НП-001-15, НП-031-01 и НП-089-15. Согласно [32], система защиты ОЦК от превышения давления по назначению является системой безопасности, по влиянию на безопасность – системой, важной для безопасности, по характеру выполняемых функций – защитной системой безопасности. Указанная классификация системы соответствует требованиям пп. 2.1-2.4 НП-001-15. Классификация элементов системы защиты ОЦК от превышения давления представлена на рисунке 4.5.1.2-1 [32] и в таблице П.5.1.2 Приложения 5 к ОУОБ [32]. Согласно данным, представленным в ОУОБ [32], элементы системы, в зависимости от выполняемых функций, отнесены ко 2 и 3 классам безопасности по НП-001-15 (классификационные обозначения 2З, 2У, 3З, 3Н, 4Н), группам В и С по НП-089-15, I и II категории сейсмостойкости по НП-031-01, что соответствует требованиям пп. 2.6, 2.12 НП-001-15, пп. 5, 6 НП-089-15 и п. 2.6.1 НП-031-01.

В соответствии с требованиями п. 1.2.8 НП-001-15, в [32] представлены проектные характеристики элементов системы защиты ОЦК от превышения давления – ГПК, ИПК и фильтра.

В соответствии с требованиями п. 3.1.17 НП-001-15, в разделе 4.5.1.2.11 [32] представлены результаты выполненного Заявителем анализа надёжности системы защиты ОЦК от превышения давления.

В соответствии с требованиями п. 17 НП-017-18, в разделе 4.5.1.2.12 [32] представлены результаты комплексного обследования элементов системы защиты ОЦК от превышения давления, проведенного Заявителем в рамках подготовки к продлению срока эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС (соответствие требованиям п. 8 НП-017-18).

В соответствии с требованиями п. 14 НП-017-18, результаты комплексного обследования систем и элементов энергоблока представлены в отчёте [24], где содержится перечень элементов систем, для которых требуется проведение дополнительных обследований с привлечением специализированных организаций для определения их остаточного ресурса. Согласно [24], ГПК и ИПК системы защиты ОЦК от превышения давления включены в перечень оборудования, обладающего остаточным ресурсом, эксплуатация которого может быть продолжена до его исчерпания. Согласно [24], назначенный ресурс трёх ГПК и трёх ИПК, введенных в эксплуатацию в 2006 году, истекает в мае 2026 года.

В соответствии с требованиями п. 15 НП-017-18, Заявителем разработана Программа управления ресурсом оборудования и трубопроводов энергоблока № 2 Билибинской АЭС [26]. В пп. 24-28 Приложения А.1 к Программе [26] указаны объём и периодичность ТОиР ГПК и ИПК, входящих в состав ИПУ.

Извещением [68] Заявитель внёс следующие изменения в раздел 4.5.1.2 главы 4 ОУОБ энергоблока № 2 Билибинской АЭС [32] в части обоснования работоспособности системы защиты ОЦК от превышения давления:

- в подразделе 4.5.1.2.7 «Контроль и испытания при эксплуатации» актуализирована информация о периодичности и методах проверок исправности и настройки ИПК и ГПК. Согласно [68], проверка

исправности действия ИПК-ГПК-А, Б, В, в том числе схем управления, с выбросом рабочей среды, должна проводиться от ключей БЩУ при плановых пусках энергоблока после ППР на мощности $30 \div 35$ % от номинальной (при выведенной защите по снижению расхода в групповых петлях, до пуска турбоагрегата). Проверка настройки (настройка) ИПК-ГПК-А, Б, В путём подъёма давления в ОЦК должна проводиться после их ремонта, влияющего на настройку, в том числе схем управления, и не реже проверки исправности действия (соответствие требованиям п. 3.1.14 НП-001-15);

- в подраздел 4.5.1.2.11 «Анализ надёжности» добавлены значения показателей надёжности элементов системы защиты ОЦК от превышения давления (соответствие требованиям п. 3.1.17 НП-001-15). Согласно [68], в разделе 9 Приложения 3 к ОУОБ «Вероятностный анализ безопасности первого уровня для внутренних ИС энергоблока № 2» [32] указаны следующие показатели надёжности:
 - вероятность отказа ГПК – $1 \cdot 10^{-2}$ 1/треб.;
 - вероятность отказа системы на требование при аварии с обесточиванием и отказом АПЭН – $1,4 \cdot 10^{-12}$;
- в подраздел 4.5.1.2.12 «Оценка системы» [32], в соответствии с рекомендациями п. 2.5.1 РБ-001-05, добавлена информация о модернизациях, выполненных в системе защиты ОЦК от превышения давления за время ее эксплуатации. Кроме этого, данный подраздел дополнен информацией об остаточном ресурсе трубопроводов и расширителя выхлопа ГПК. Согласно [68], управление ресурсом расширителя выхлопа ГПК выполняется в рамках ТОиР и оформляется актами (акт последнего ТОиР № 01-247-19/А). Трубопроводы системы, отнесенные ко 2 и 3 классам безопасности по НП-001-15, смонтированы на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС в 2006 году во время внедрения

новых ИПУ в соответствии с Техническим решением № 49-Т-06 «О замене ИПУ энергоблока № 2 (монтаж импульсных линий)».

Редакционное замечание

В ОУОБ [32] не представлены следующие сведения об оборудовании и трубопроводах системы защиты ОЦК от превышения давления:

- информация о модернизациях, выполненных в системе защиты ОЦК от превышения давления;
- данные регистрации оборудования и трубопроводов системы, на которые распространяются требования НП-089-15;
- результаты технического освидетельствования оборудования и трубопроводов системы согласно требованиям НП-089-15 (несоответствие рекомендациям п. 2.5.1 РБ-001-05). **(4.15-1)**

4.16. Система аварийной подачи охлаждающей воды

В разделе П.5.3.12.1 Приложения 5 к ОУОБ [32] представлено обоснование работоспособности общеблочной аварийной системы подачи охлаждающей воды. Согласно ОУОБ [32], АСПОВ предназначена для обеспечения аварийного охлаждения активной зоны реактора при разрывах трубопроводов ОЦК, свежего пара или питательной воды.

В соответствии с НП-001-15, АСПОВ по назначению относится к защитным системам безопасности, по влиянию на безопасность – к важным для безопасности. Согласно классификатору, приведенному в Приложении 5 к ОУОБ [32, 66], основные трубопроводы и оборудование АСПОВ отнесены к 33 классу безопасности по НП-001-15, группе С по НП-089-15 и I категории сейсмостойкости по НП-031-01, за исключением трубопровода подключения АСПОВ к ОЦК до отсечной арматуры МА-7, 8, который отнесён к 23 классу безопасности по НП-001-15, группе В по НП-089-15 и I категории

сейсмостойкости по НП-031-01. Данная классификация соответствует влиянию на безопасность указанной системы.

Согласно оценкам Заявителя, представленным в ОУОБ [32], вероятность развития запроектной аварии с полной потерей отвода тепла от реактора (разрыв ОЦК, отказ всех активных каналов расхолаживания вследствие полного обесточивания систем энергоснабжения) оценивается ниже 10^{-7} 1/реактор-год. Сохранение в работе хотя бы КО СУЗ гарантирует отсутствие расплавления матричного материала топлива даже в наиболее энергонапряжённых твэлах. По этим причинам АСПОВ выполнена общестанционной, что удовлетворяет требованиям надёжности к АСПОВ [32].

Защитная система безопасности АСПОВ по проекту имеет подключения к оборудованию и трубопроводам энергоблока № 1 с помощью запорной арматуры. При подготовке энергоблока № 1 к выводу из эксплуатации участки АСПОВ, имеющие связь с оборудованием энергоблока № 1, отсекаются от общестанционной АСПОВ задвижками и заглушками. Согласно ОУОБ [32], эксплуатация АСПОВ по функции обеспечения аварийного расхолаживания активной зоны реактора одного из энергоблоков № 2-4 Билибинской АЭС при разрывах трубопроводов ОЦК, свежего пара или питательной воды не меняется при подготовке энергоблока № 1 к выводу из эксплуатации.

АСПОВ рассчитана на обеспечение охлаждения активной зоны одного реактора [32]. При разработке системы не учитывалась ситуация с совпадением аварий, сопровождающихся срабатыванием АСПОВ на двух и более энергоблоках Билибинской АЭС, как маловероятная.

АСПОВ включает в себя следующие элементы [32]:

- бак аварийного запаса воды ёмкостью 60 м³;

- два насоса (НАЗ-1, НАЗ-2) типа Х-А-Ж 150-125-400-К-55-ХЛ1 с производительностью 200 м³/ч, напором 50 м вод. ст.;
- трубопроводы и арматуру системы;
- схемы автоматики и КИП, обеспечивающие работу системы.

Оборудование и трубопроводы системы до врезок в ОЦК РУ являются общими для всех энергоблоков Билибинской АЭС.

Насосная группа НАЗ-1,2 подаёт воду из БАЗ по коллектору Б через деаэратор и конденсатор аварийного энергоблока на всас насосов ПЭН (АПЭН) и, далее, в ОЦК через узел ввода АСПОВ (минуя узел регулирования подачи питательной воды). Коллектор «А» используется для подачи воды в деаэратор как резервный, а также для заполнения и подпитки энергоблока через конденсаторы от насосов НДБ. После полного исчерпания запаса воды БАЗ и останова НАЗ оператор, при необходимости, включает НДБ, подключённый к напорному коллектору НАЗ через перемычку с установленной на ней электрифицированной арматурой и обеспечивающий расход 45 т/ч из двух дренажных баков объёмом 20 м³ каждый (элементы дренажной системы, включая ДБ-1, ДБ-2 и НДБ – элементы нормальной эксплуатации, относятся к классу безопасности 4Н по НП-001-15).

Анализ ЗПА с разрывом БС при наложении отказа АЗ и включении АСПОВ для подачи охлаждающей воды и вводом в результате этого положительной реактивности, рассмотрен в главе 5 ОУОБ [32]. Согласно результатам анализа указанной аварии, в течение первого часа имеет место разрушения до половины загруженных ТВС с выносом топлива и продуктов деления в РП. Для предотвращения развития такого сценария приняты следующие технические решения [32]:

- в схему формирования сигнала на включение АСПОВ введена блокировка, исключающая подачу воды от АСПОВ при несрабатывании АЗ-1;

– насосы АСПОВ создают давление не выше 0,5 МПа (5 кгс/см²).

АСПОВ включается в случаях «мокрой» аварии, то есть при прохождении сигнала снижения давления воды в БС до аварийной установки 32 кгс/см² по принципу «два из трёх» с подтверждением сигнала снижения уровня воды в БС до 500 мм и подтверждением срабатывания АЗ-1. В случае разрыва паропроводов свежего пара присутствует только сигнал по снижению давления в БС [32].

В состав АСПОВ [32] также входит коллектор предупреждения максимальной аварии (дыхательный коллектор), который обеспечивает охлаждение ТВС групповой петли при разрыве опускного трубопровода. Охлаждение производится обратным током через вентили Ду 36 с каждого сборного группового коллектора через трубопроводы Ду 36 в дыхательный коллектор Ду 80 и далее обратным током через ТВС аварийной петли в разрыв опускного трубопровода. Коллектор расположен в верхней части шахты реактора между верхней плитой и верхним перекрытием реактора на двух опорах.

Согласно П.5.3.12.1 ОУОБ [32], бак системы БАЗ выполнен из углеродистой стали, проточная часть насосов НАЗ – из нержавеющей стали марки 08Х18Н10Т, коллектор предупреждения максимальной аварии выполнен из нержавеющей стали марки 12Х18Н10Т. Остальные элементы системы выполнены из углеродистой стали (сталь 20).

Согласно Извещению [66], в качестве рабочей среды в АСПОВ используется питательная вода с температурой от 40 до 110 °С при давлении от 60 до 80 кгс/см². При работе блока на заданном уровне мощности качество питательной воды должно удовлетворять требованиям СТО 1.1.1.02.013.1413-2017, нормы качества воды приведены в разделе 2.5.1.13 главы 2 [32].

Эксплуатация АСПОВ производится в соответствии с Технологическим регламентом безопасной эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС

[2] и инструкцией по эксплуатации аварийной системы подачи охлаждающей воды.

В ОУОБ был проведён анализ единичных отказов АСПОВ, результаты которого представлены в табл. П.5.3.12.5 [32]. Согласно оценкам Заявителя [32], рассмотренные отказы АСПОВ не приводят к превышению пределов безопасной эксплуатации Билибинской АЭС при проектном протекании аварий. АСПОВ не предназначена для функционирования в условиях аварии с обесточиванием СН АЭС. Электроснабжение двигателей насосов НАЗ-1, 2 выполнено по категории I по ПУЭ. Приводы арматуры АСПОВ являются потребителями второй группы САЭ.

Согласно результатам ВАБ, приведенным в таблицах П.5.3.12.6-П.5.3.12.8 [32] величина интенсивности отказов элементов АСПОВ не превышает значений 10^{-4} 1/ч [32], за исключением насосов НДБ, которые относятся к 4 классу безопасности.

В целом, обоснование работоспособности АСПОВ, представленное в ОУОБ [32], соответствует рекомендациям п. 2.5 РБ-001-05 и положениям главы 3 ПНАЭ Г-1-001-85.

Эксплуатационный контроль металла и сварных соединений оборудования и трубопроводов проводится в соответствии с программой [17], согласно которой выборочный контроль для оборудования 23 класса безопасности по НП-001-15 проводится раз в четыре года, а для оборудования 33 класса безопасности по НП-001-15 – раз в шесть лет. Ремонт насосов и арматуры, установленной на трубопроводах АСПОВ, выполняется согласно Регламенту ТОиР [16]. Арматура 2 класса безопасности и БАЗ включены в Программу управления ресурсом [26].

Согласно отчёту [24], по результатам эксплуатации и обследования состояния оборудования и трубопроводов энергоблока № 2 Билибинской АЭС отказов элементов АСПОВ не выявлено. Согласно [26, 32],

оборудование и трубопроводы АСПОВ относятся к элементам, ресурс которых в процессе эксплуатации может поддерживаться с помощью ТОиР.

Согласно требованиям п. 17 НП-017-18, в таблице 6.2.3.3.1 главы 6 ОУОБ и в таблице П.5.3.16.1 Приложения 5 к ОУОБ [32] приведены результаты обоснования ресурсных характеристик оборудования и трубопроводов энергоблока № 2 Билибинской АЭС, выполненного по результатам анализа проектной документации, расчётов и комплексного обследования [24], разработаны Технические решения о возможности, сроках и условиях дальнейшей эксплуатации элементов АСПОВ, на основании которых срок службы трубопроводов и оборудования АСПОВ установлен не менее чем до 31.12.2026. Заявителем представлены:

- Техническое решение № 1.2.1.22.262-2018 от 21.12.2018 о возможности, сроках и условиях эксплуатации трубопроводов АСПОВ в деаэратор;
- Техническое решение 1.2.1.22.128-2018 от 13.11.2018 о возможности, сроках и условиях эксплуатации бака аварийного запаса воды АСПОВ;
- Решение № 1.2.2.06.001.0104-2019 от 14.02.2019 о возможности, сроках и условиях эксплуатации трубопровода предупреждения МА;
- Решение № 1.2.2.06.001.0103-2019 от 14.02.2019 о возможности, сроках и условиях эксплуатации коллектора предупреждения МА,

в соответствии с которыми срок эксплуатации указанных элементов установлен до 31.12.2026 при соблюдении условий и режимов эксплуатации, объёма и периодичности ТОиР и эксплуатационного контроля в соответствии с требованиями НД и эксплуатационной документации.

Насосы НАЗ были установлены в 2005 году, согласно Паспорту 934 ПС насосов НАЗ, срок службы установлен не менее 20 лет, т.е. до 2025 года, включительно. Согласно Техническому решению № 1.2.3.05.002-166-2011, срок службы коллектора «А» АСПОВ ещё не истёк и обоснован до 2021 года

включительно. Согласно Паспорту коллектора «Б» АСПОВ, рег. № БА-100Тр, указанный коллектор смонтирован 25.11.2003, срок службы установлен не менее 30 лет, т.е. до 2033 года, включительно.

Редакционные замечания

В разделе П.5.3.12.10.1 [32] не указан регламентируемый результат анализа надёжности АСПОВ – вероятность отказа системы на требование.
(4.16-1)

В таблице П.5.3.16.1 [32] с изменениями по Извещению [66] не указаны результаты обоснования остаточного ресурса и назначенный срок эксплуатации коллекторов «А» и «Б», баков БОП, БЗВ, БРО, насосов НАЗ, НРО, НЗВ.
(4.16-2)

В п. 163 приложения Д к отчёту [24] указан 1875 год ввода в эксплуатацию коллектора «А» АСПОВ.
(4.16-3)

Рекомендация

Согласно Техническому решению № 1.2.3.05.002-166-2011, срок службы коллектора «А» АСПОВ истекает в 2021 году, в связи с этим Заявителю рекомендуется разработать и выполнить мероприятия по обследованию и определению ресурсных характеристик указанного коллектора.
(4.16-4)

4.17. Система аварийной подачи питательной воды

В разделе 4.5.1.3 главы 4 ОУОБ [32] Заявителем представлено обоснование работоспособности системы аварийной подачи питательной воды. Согласно ОУОБ [32], САППВ предназначена для обеспечения теплоотвода от РУ при авариях с прекращением подачи питательной воды от ПЭН, в частности, при потере электропитания собственных нужд.

В соответствии с НП-001-15 система по назначению относится к защитным системам безопасности, по влиянию на безопасность – к важным для безопасности. Согласно классификатору, приведенному в П.5.1

Приложения 5 к ОУОБ [32], основные трубопроводы и оборудование СПВ отнесены к классу безопасности 23 по НП-001-15, группе В по НП-089-15 и I категории сейсмостойкости по НП-031-01. Указанная классификация соответствует требованиям п. 2.6 НП-001-15, пп. 4, 5 НП-089-15 и п. 2.6.1 НП-031-01.

После останова энергоблока № 1 для подготовки к выводу из эксплуатации, АПЭН-1 САППВ энергоблока № 1 остаётся в работе для резервирования АПЭН-2 энергоблока № 2. Для этого схема управления насосом АПЭН-1 реконструируется для обеспечения функционирования в составе САППВ энергоблока № 2. Насосы АПЭН-1 и АПЭН-2 взаимозаменяемые, один из насосов – рабочий, второй – резервный. Согласно рис. 4.5.1.3-2 [32], для обеспечения работы АПЭН-1 в составе САППВ энергоблока № 2 Билибинской АЭС выполнено отключение его всасывающего трубопровода от осушенного контура СПВ энергоблока № 1.

Аварийная подача питательной воды осуществляется из деаэратора с помощью АПЭН. В качестве АПЭН используется плунжерный насос с производительностью 10 т/ч, напором 10 МПа. По всасу АПЭН подключён к общему коллектору ПЭН, НОС и АПЭН. Подвод питательной воды от АПЭН к ОЦК выполнен по самостоятельному трубопроводу Ду 65, независимому от напорного трубопровода ПЭН, который подключен к напорному трубопроводу питательной воды после обратного клапана на отм. +15,700. АПЭН двух смежных энергоблоков объединены перемычками по всасу и напору, что позволяет при отказе АПЭН аварийного энергоблока подать в ОЦК воду от АПЭН смежного энергоблока. На перемычках по всасу и напору стоит арматура с ручным приводом. Для использования АПЭН-1 в САППВ энергоблока № 2 ручная арматура заменяется арматурой с электроприводом. На рис. 2.4.2-3 [68] приведена принципиальная схема модернизированной САППВ с двумя АПЭН.

На всас АПЭН также выполнен подвод воды от насоса баков БРО с установкой на нём ручной нормально закрытой задвижки. С напора АПЭН вода по трубопроводу Ду 65 через обратный клапан и ручную арматуру (ВП-17) подаётся в коллектор питательной воды. Перед подключением к коллектору питательной воды на трубопроводе САППВ установлен обратный клапан. АПЭН запитан от САЭ группы II, что позволяет подать воду в ОЦК в режимах, связанных с обесточиванием собственных нужд энергоблока. Согласно требованиям со стороны РУ, САППВ автоматически включается в работу по следующим сигналам [32]:

- снижения давления питательной воды до 6,5 МПа (65 кгс/см^2) по схеме «два из трёх» и снижения расхода до 30 т/ч по схеме «один из двух» через 9 с, при срабатывании АЗ-2;
- исчезновения напряжения собственных нужд, приводящего к срабатыванию АЗ-1 и включению через 15 с АПЭН (время запуска дизель-генератора).

Отключение АПЭН производится оператором. Подключение резервных источников запаса воды (баков БРО, БЗВ) к САППВ производится оператором на основании показаний КИП по уровню в деаэраторе и параметрам в ОЦК.

Согласно Извещению [68], в случае отказа деаэратора проектом предусмотрена подача воды на всас АПЭН от НРО баков БРО (три бака объёмом по 75 м^3) или к бакам запаса воды (суммарный объём 120 м^3), отключив от СППВ деаэратор.

Согласно ОУОБ [32], элементы системы аварийной подачи питательной воды, кроме АПЭН, выполнены из углеродистых сталей. Корпус АПЭН выполнен из чугуна.

В разделе 4.5.1.3.8 [32] выполнен анализ единичных отказов элементов САППВ, последствия аварии с прекращением подачи питательной воды

рассмотрены в главе 5 ОУОБ [32]. Согласно указанному анализу [32], отказы элементов САППВ не приводят к нарушению пределов безопасной эксплуатации энергоблока, отказ САППВ не приводят к повреждению топлива сверх проектных пределов, установленных в п. 5 Приложения к НП-082-07. В этом случае отвод остаточного тепла происходит с помощью КО СУЗ и контура охлаждения ББЗ до полного расхолаживания РУ. При снижении давления и уровня воды в БС до уставок формирования сигнала «МПА-1» автоматически включается АСПОВ (если авария не сопровождается обесточиванием собственных нужд). В этой ситуации температура ТВС не достигает эксплуатационного предела безопасности.

В соответствии с требованиями п. 3.1.17 НП-001-15, в разделе 4.5.1.3.9 [32] представлен анализ надёжности САППВ на основании ВАБ энергоблока № 2 Билибинской АЭС. Согласно ОУОБ [32], вероятность отказа САППВ при условии обеспечения надёжного электропитания составляет $5,324 \cdot 10^{-5}$ (1/треб). Заявителем сделан вывод о том, что положительный опыт эксплуатации САППВ, систематический контроль состояния элементов системы, проведение мероприятий по повышению надёжности и безопасности САППВ (арматура заменена на новую, соответствующую требованиям НП-068-05) позволяют поддерживать высокий уровень надёжности системы.

В целом, обоснование работоспособности САППВ, представленное в ОУОБ [32], соответствует рекомендациям п. 2.5 РБ-001-05 и положениям главы 3 ПНАЭ Г-1-001-85.

Методы, объём и сроки проведения контроля состояния САППВ в процессе эксплуатации энергоблока установлены в соответствии с требованиями НД по АЭС и указаны в Технологическом регламенте безопасной эксплуатации блока № 2 Билибинской АЭС [2]. Эксплуатационный контроль металла и сварных соединений оборудования и

трубопроводов проводится в соответствии с программой [17], согласно которой выборочный контроль для оборудования 2 класса безопасности по НП-001-15 проводится раз в четыре года. Контроль технического состояния трубопроводов и оборудования САППВ выполняется в соответствии с регламентом [25]. Ремонт насосов и арматуры, установленной на трубопроводах САППВ, выполняется согласно Регламенту ТОиР [16].

Управление ресурсом всасывающего трубопровода питательной воды, деаэратора, теплообменника глубокого расхолаживания, арматуры и другого оборудования САППВ осуществляется в соответствии с Программой [26], что соответствует требованиям п. 30 НП-096-15.

В 2018 году реализован комплекс мероприятий по продлению срока эксплуатации САППВ. Согласно требованиям п. 17 НП-017-18, в таблице 6.2.3.3.1 ОУОБ [32] приведены результаты обоснования ресурсных характеристик оборудования и трубопроводов энергоблока № 2 Билибинской АЭС, выполненного по результатам анализа проектной документации, расчётов и комплексного обследования [24], разработаны Решения о возможности, сроках и условиях дальнейшей эксплуатации элементов САППВ, на основании которых срок службы трубопроводов и оборудования САППВ продлён до 31.12.2026.

В соответствии с требованиями п. 17 НП-017-18, в таблице 6.2.3.3.1 главы 6 ОУОБ [32] приведены результаты обоснования ресурсных характеристик арматуры и трубопроводов САППВ и представлены ссылки на Решения, на основании которых продлевается срок службы указанных элементов 2 класса безопасности по НП-001-15.

В Приложениях И, К к отчёту [24], на основании результатов, полученных при эксплуатации и обследовании состояния оборудования и трубопроводов энергоблока № 2 Билибинской АЭС указано, что при проведении контроля состояние металла и сварных соединений элементов

САППВ, в 2012 г. был обнаружен игольчатый свищ по сварному соединению трубопровода обвязки АПЭН-2 (4 класс безопасности по НП-001-15), который ликвидирован при ремонте. Основной причиной выявленного дефекта являлись дефект сварного соединения и металла.

В 2012 году произошло отключение электродвигателя АПЭН-2 из-за межвиткового замыкания в лобовой части обмотки статора электродвигателя. Произведена замена электродвигателя АПЭН.

В 2016 г. имело место прекращение подачи охлаждающей воды на АПЭН-2 по причине химических отложений на внутренней поверхности трубопроводов.

Указанные нарушения устранены во время ремонта. Выявленные дефекты не приводили к нарушениям пределов и условия безопасной эксплуатации. Согласно [24, 26], оборудование и трубопроводы САППВ относятся к элементам, ресурс которых в процессе эксплуатации может поддерживаться с помощью ТОиР.

В соответствии с требованиями п. 17 НП-017-18, в ОУОБ [32] указано Техническое решение № 1.2.1.22.0237-2018 о возможности, условиях и сроках дальнейшей эксплуатации АПЭН энергоблока № 2 Билибинской АЭС, согласно которым срок службы АПЭН-2 продлён до 31.12.2026 при соблюдении условий и режимов эксплуатации, периодичности и объёма ТОиР и эксплуатационного контроля в соответствии с требованиями нормативной и эксплуатационной документации и выполнении условий, указанных в приложениях к данному решению.

Поскольку в настоящее время насос АПЭН-1 является элементом САППВ энергоблока № 2 Билибинской АЭС, Извещением [68] в таблицу 6.2.3.1 [32] внесены сведения о продлении ресурса и сроке службы указанного насоса до 31.12.2026.

Согласно Приложению Д к отчёту [24], срок службы арматуры 2 класса безопасности по НП-001-15 не истёк (за исключением вентиля 2ВП-17 и ОК на трубопроводе к смесителям БС), по мере исчерпания ресурса будут выполняться работы по восстановлению/замене арматуры, выработавшей свой ресурс.

Извещением [72] в раздел 6.2.3 [32] добавлена информация о подключении АПЭН-1 к САППВ энергоблока № 2 Билибинской АЭС. Согласно [72], автоматического включения АПЭН-1 не предполагается, резервный насос вводится в действие нажатием кнопки на БЩУ. В таблице 6.2.3.1 [32] с изменениями по Извещению [72] указаны реквизиты Технического решения о продлении срока службы АПЭН-1 до 31.12.2026.

На рис. 4.5.1.3-1 [72] приведена откорректированная схема системы аварийной подачи питательной воды с подключенным к деаэратору энергоблока № 2 Билибинской АЭС насосом АПЭН-1.

По результатам экспертизы замечаний нет.

4.18. Система локализации «мокрой» аварии

Как указано в п. 4.5.2.1.1 ОУОБ [32], система локализации «мокрой» аварии предназначена для предотвращения недопустимого повышения давления в РП при авариях с разгерметизацией ТВС или каналов СУЗ, а также ограничения распространения выделяющихся при проектной аварии радиоактивных веществ и ионизирующего излучения за установленные проектом границы и выхода их в окружающую среду.

В соответствии с требованиями НП-001-15 система является [32]:

- по назначению - системой безопасности;
- по влиянию на безопасность – системой, важной для безопасности;
- по характеру выполняемых функций безопасности – защитной и локализирующей системой безопасности.

В разделе 4.5.2.1 [32] приведена принципиальная схема локализации «мокрой» аварии и её описание, указаны проектные параметры работы системы (таблица 4.5.2.1 [32]), технические характеристики основного оборудования, конструкционные материалы, контроль и испытания при эксплуатации, информация о нормальном функционировании системы, и функционирование системы при отказах её элементов. Представлены [32] параметры работы системы, сведения о контроле и испытаниях, обеспечении качества при эксплуатации. В целом, описание системы ЛМА [32] соответствует рекомендациям РБ-001-05.

Согласно разделу 4.5.2.1 [32], к системе ЛМА предъявляются следующие требования:

- предотвращение повышения давления в газовой полости реактора сверх допустимого 0,02 МПа (0,2 кгс/см²) (защитная функция);
- обеспечение локализации радиоактивной парогазовой смеси, истекающей из РП при разрыве ТК, в границах системы;
- исключение распространения аварии с одного энергоблока (реактора) на другой.

Защитная функция выполняется посредством отвода парогазовой смеси из РП по сбросным трубопроводам. Локализирующая функция осуществляется посредством [32]:

- отвода радиоактивной парогазовой смеси из РП в бассейн-барботёр под уровень воды;
- конденсации пара с помощью барботажно-конденсационного устройства, расположенного под уровнем воды;
- охлаждения неконденсируемого газа в первоначальном объёме воды Б-Б;
- удержания радиоактивных веществ в Б-Б.

При этом в таблице 4.5.2.1-2 [32] констатируется несоответствие основного оборудования требованиям действующих НД, которые проанализированы в Приложении 2 к ОУОБ [32] в рамках анализа несоответствия энергоблоков Билибинской АЭС требованиям действующих НД.

Результаты комплексного обследования технического состояния системы ЛМА [24], свидетельствуют об удовлетворительном состоянии элементов системы.

В п. 4.5.2.1.11 [32] отмечено, что система обеспечивает локализацию аварии с разрывом ТК в РП при нормальном функционировании элементов системы и защиту РП от переопрессовки. За всё время эксплуатации Билибинской АЭС не зарегистрировано ни одного случая отказов активных и пассивных элементов и системы ЛМА в целом. Работоспособность системы проверяется ежемесячно по искусственно формирующемуся сигналу «мокрой» аварии. Эти данные подтверждают достаточную надёжность системы ЛМА и её элементов.

Как указано в п. 4.5.2.1.11 [32], при возникновении негерметичности газового пространства бака-барботера выхода радиоактивных газов в помещения энергоблока не произойдёт за счёт работы системы спецвентиляции. При маловероятной, но возможной полной потере работоспособности системы ЛМА в результате появления в Б-Б течи воды, не компенсируемой подпиткой бака, эксплуатация РУ энергоблока № 2 Билибинской АЭС, подключённой к аварийной системе ЛМА, недопустима до восстановления работоспособности системы. Заявителем разработаны технические и организационные меры для исключения возникновения подобной ситуации [2] и инструкции по управлению авариями [4, 10].

Извещением [68] в п. 4.5.2 ОУОБ [32] внесено указание на то, что запрещается вывод реакторной установки на МКУ мощности при

неработоспособности элементов ЛСБ – насоса ЛМА, теплообменника ЛМА или бака-барботера, а также элементов, обеспечивающих и управляющих систем безопасности, необходимых для проектного функционирования системы ЛМА. Указано также [68], что при возможной разгерметизации наружных оболочек твэлов, при разрывах твэлов и трактов ТВС в реакторном пространстве, РВ локализуются достаточно простыми средствами в реакторном пространстве, газовой системе реактора и системе локализации, функционирование которой основано на пассивных процессах, не требующих работы обеспечивающих систем безопасности для теплоотвода и циркуляции в системе (при проектных авариях). Вносимые Извещением [68] дополнения согласуются с дополнениями, внесёнными в раздел 2.8 «Условия безопасной эксплуатации» ОУОБ [32].

По результатам экспертизы замечаний нет.

4.19. Система аварийного электроснабжения I и II групп надёжности

В разделах 4.5.3.1, 4.5.3.2 и П.5.3.11 ОУОБ [32] приведено обоснование работоспособности САЭ I и II групп энергоблок № 2 Билибинской АЭС. В подразделе 4.5.3.1 [32] приведены назначение и проектные основы САЭ-1, описание системы, управление и контроль, техническое обслуживание и ремонт, нормальное функционирование системы, анализ надёжности системы, оценка состояния системы, анализ качественных показателей надёжности САЭ-1. Согласно п. 4.5.3.1 ОУОБ [32], САЭ-1 предназначена для электроснабжения потребителей собственных нужд 1 группы надёжности, к которым относятся потребители постоянного (220 В) и переменного (0,4 кВ) тока, не допускающие по условиям безопасности перерыв питания более чем на время работы автоматических переключающих устройств, во всех режимах, включая режим обесточивания, и требующие обязательного

наличия питания после срабатывания АЗ реактора. САЭ-1 выполнена общей для двух энергоблоков № 1 и № 2 Билибинской АЭС.

Согласно ОУОБ [32], САЭ-1 отнесена к обеспечивающим системам безопасности. Следует отметить, что классификация системы по назначению, влиянию на безопасность и характеру выполняемых функций соответствует требованиям пп. 2.2 ÷ 2.4 НП-001-15. Элементы САЭ-1 [32] отнесены к 3 классу безопасности (классификационное обозначение ЗНО) по НП-001-15, I категории сейсмостойкости по НП-031-01. Количественный и качественный анализ отказов элементов САЭ-1 и оценка их влияния на безопасность энергоблока выполнена в ВАБ (Приложение 3 [32]). Анализ Приложения 3 [32] показал, что отказы элементов САЭ-1 не являются исходными событиями, приводящими к повреждению твэлов при проектном функционировании систем безопасности. Единичные отказы элементов САЭ-1 не приводят, в случае возникновения проектных аварий, к нарушению установленных для таких аварий проектных пределов. Таким образом, классификация элементов САЭ-1 соответствует требованиям п. 2.6 НП-001-15, п. 2.6 НП-031-01.

Согласно подразделу «Описание системы» раздела 4.5.3.1 [32], в состав первого канала САЭ-1 (общего для энергоблоков № 1 и № 2 Билибинской АЭС) после модернизации входят:

- РУСН 0,4 кВ, стационарное обозначение 1ННІ;
- ОДГ-1;
- АБ-1 типа Vb-2414;
- щит постоянного тока 1ЩПТ;
- тиристорный прерыватель ТП-1 типа УТК-400/380;
- силовые и контрольные кабели.

В состав второго канала САЭ-1 (общего для энергоблоков № 1 и № 2 Билибинской АЭС) после проведенной модернизации входят:

- РУСН 0,4 кВ, станционное обозначение 2ННІ;
- ОДГ-2;
- АБ-2 типа Vb-2414;
- щит постоянного тока 2ЩПТ;
- тиристорный прерыватель ТП-2 типа УТК-400/380;
- силовые и контрольные кабели.

Кроме того, согласно ОУОБ [32], на Билибинской АЭС выполнена модернизация по внедрению общестанционного ремонтного комплекта в составе:

- РУСН 0,4 кВ в составе секций 5ННІ, 5ННІІ;
- ОДГ-5;
- щита постоянного тока 5ЩПТ;
- тиристорного прерывателя ТП-5;
- силовых и контрольных кабелей.

Указанная модернизация позволяет заменять любой из ОДГ-1÷4 или ТП-1÷4 на время их ремонта или технического обслуживания.

Таким образом, согласно представленной в ОУОБ [32] информации, в качестве автономных источников энергии для потребителей постоянного тока в САЭ-1 используются АБ, работающие в режиме постоянного подзаряда, что соответствует требованиям п. 39 НП-087-11. В ОУОБ [32] показано, что мощность ОДГ-1, ОДГ-2, также как и мощность ОДГ-5 достаточна для обеспечения работоспособности всех потребителей, подключенных к 1ЩПТ, 2ЩПТ соответственно, что соответствует требованиям п. 43 НП-087-11.

В разделе П.5.3.13.1 [32] приведено обоснование работоспособности САЭ-1 в части сети постоянного тока напряжением 48 В. Указанная сеть предназначена для электроснабжения наиболее ответственной части оборудования СУЗ: восьми электромагнитов приводов АЗ; десяти электромагнитных муфт приводов РС-АЗ; схемы формирования сигнала АЗ. Также от сети постоянного тока 48 В получают питание схемы аварийной и пожарной сигнализации. Элементы сети постоянного тока 48 В отнесены ко 2 классу безопасности (классификационное обозначение 2НО) по НП-001-15, I категории сейсмостойкости по НП-031-01. Следует отметить, что классификация элементов системы соответствует требованиям п. 2.6 НП-001-15, п. 2.6 НП-031-01. Сеть постоянного тока 48 В построена по общестанционному принципу и условно может быть разделена на следующие подсистемы:

- сеть, общая для энергоблоков № 1 и № 2 Билибинской АЭС;
- сеть, общая для энергоблоков № 3 и № 4 Билибинской АЭС;
- сеть, общая для всех энергоблоков Билибинской АЭС.

В подразделе 4.5.3.2 [32] приведены назначение и проектные основы САЭ-2, описание системы, управление и контроль, техническое обслуживание и ремонт, контроль и испытания при эксплуатации, нормальное функционирование системы, анализ надежности модернизированной системы, оценка состояния системы.

Согласно п. 4.5.3.2 ОУОБ [32], САЭ-2 предназначена для электроснабжения потребителей собственных нужд второй группы надёжности, к которым относятся потребители переменного тока 0,4 кВ, допускающие по условиям безопасности перерыв питания до одной минуты во всех режимах, включая режим обесточивания, и требующие обязательного наличия питания после срабатывания АЗ реактора. САЭ-2 выполнена общей для двух энергоблоков № 1 и № 2 Билибинской АЭС.

Согласно ОУОБ [32], САЭ-2 отнесена к обеспечивающим системам безопасности. Следует отметить, что классификация системы по назначению, влиянию на безопасность и характеру выполняемых функций соответствует требованиям пп. 2.2 ÷ 2.4 НП-001-15. Элементы САЭ-2 [32] отнесены к 3 классу безопасности (классификационное обозначение ЗНО) по НП-001-15, I категории сейсмостойкости по НП-031-01. Количественный и качественный анализ отказов элементов САЭ-2 и оценка их влияния на безопасность энергоблока выполнена в ВАБ (Приложение 3 [32]). Анализ Приложения 3 [32] показал, что отказы элементов САЭ-2 не являются исходными событиями, приводящими к повреждению твэлов при проектном функционировании систем безопасности. Единичные отказы элементов САЭ-2 не приводят, в случае возникновения проектных аварий, к нарушению установленных для таких аварий проектных пределов. Таким образом, классификация элементов САЭ-2 соответствует требованиям п. 2.6 НП-001-15 и п. 2.6 НП-031-01.

Согласно подразделу «Описание системы» раздела 4.5.3.1 [32], в состав первого канала САЭ-2 (общего для энергоблоков № 1 и № 2 Билибинской АЭС) входят:

- РУСН 0,4 кВ, станционное обозначение 1ННП;
- РДЭС-1 (станционное обозначение ДГУ-1);
- силовые и контрольные кабели.

В состав второго канала САЭ-2 (общего для энергоблоков № 1 и № 2 Билибинской АЭС) входят:

- РУСН 0,4 кВ, станционное обозначение 2ННП;
- РДЭС-2 (станционное обозначение ДГУ-2);
- силовые и контрольные кабели.

Таким образом, в каждом канале САЭ-2 предусмотрена секция для электроснабжения потребителей второй группы, что соответствует требованиям п. 32 НП-087-11. Секции 0,4 кВ САЭ-2 подключены к секциям 6 кВ системы электроснабжения нормальной эксплуатации через понизительные трансформаторы. В качестве автономных источников энергии для потребителей САЭ-2 используются ДГУ, что соответствует требованиям п. 15 НП-087-11. В ОУОБ [32] показано, что мощность ДГУ-1, ДГУ-2 достаточна для обеспечения работоспособности всех потребителей, подключенных к секциям 1ННП, 2ННП соответственно. При исчезновении питания на секциях 0,4 кВ САЭ-2 от секций 6 кВ системы электроснабжения нормальной эксплуатации, секции САЭ-2 автоматически отключаются от секций системы электроснабжения нормальной эксплуатации и к ним подключаются ДГУ, что соответствует требованиям 37 НП-087-11.

По результатам анализа несоответствий энергоблока № 2 Билибинской АЭС требованиям действующих НД, приведенного в Приложении П.2.1 к ОУОБ [32], выявлены следующие отступления:

- САЭ-1 и САЭ-2 выполнены общей для двух энергоблоков № 1 и № 2 Билибинской АЭС, что не соответствует требованиям п. 9 НП-087-11 и п. 3.1.13 НП-001-15. Кроме того, на Билибинской АЭС предусмотрен один резервный источник (ДГ-2) для второго канала САЭ-2 энергоблоков № 1 и № 2, и второго канала САЭ-2 энергоблоков № 3 и № 4 Билибинской АЭС, что не соответствует требованиям п. 37 НП-087-11;
- САЭ энергоблока № 2 Билибинской АЭС имеет несоответствия требованиям п. 3.1.9 НП-001-15, п. 48 НП-087-11 в части реализации и обоснования мер по защите её элементов от отказов по общей причине. Указанные несоответствия включены в проблему безопасности ПБ-13;

- РУСН 0,4 кВ САЭ-2 подключены к секциям РУСН 6 кВ системы электроснабжения собственных нужд через понижающие трансформаторы, что не соответствует требованиям пп. 33, 34 НП-087-11;
- выпрямительные устройства (ОДГ-1, ОДГ-2), обеспечивающие постоянный подзаряд АБ САЭ-1 подключены к секциям РУСН 0,4 кВ, станционное обозначение 1НН1, 2НН1 САЭ-1, что не соответствует требованиям п. 41 НП-087-11.

Указанные несоответствия включены в проблему безопасности ПБ-13 (Приложение П.2.1 к ОУОБ [32]). Для проблемы безопасности ПБ-13 в приложении П.2.1 [32] определена категория значимости и предусмотрены меры по компенсации выявленных несоответствий. Оценка анализа несоответствий в части проблемы безопасности ПБ-13 приведена в разделе 1.2.2.11 настоящего Экспертного заключения.

В соответствии с требованиями п. 8 НП-017-18, с целью оценки фактического состояния энергоблока, определения остаточного ресурса его элементов Заявителем было выполнено комплексное обследование энергоблока № 2 Билибинской АЭС. В соответствии с требованиями п. 13 НП-017-18, при проведении комплексного обследования определялись, в частности [24]:

- техническое состояние важных для безопасности систем и элементов энергоблока;
- элементы, выработавшие свой ресурс и подлежащие замене;
- элементы, ресурс которых не исчерпан и эксплуатация которых может быть продолжена на определенный период времени;

- элементы, ресурс которых не исчерпан, но замена которых потребуется в период назначенного или дополнительного срока эксплуатации согласно графику замены;
- элементы, остаточный ресурс которых не определён и для которых потребуется определение остаточного ресурса либо замена.

В соответствии с требованиями п. 14 НП-017-18, результаты комплексного обследования приведены в отчёте [24]. Согласно Приложению Г [24], в САЭ отсутствовали элементы, выработавшие свой ресурс и требующие замены. Согласно приложению Д [24], АБ-2 САЭ-1 типа Varta Vb2414, установленная на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС в 2003 году, обладает остаточным ресурсом и их эксплуатация может быть продолжена до его исчерпания в 2023 г. В то же время, для АБ-2 САЭ-1 типа Varta Vb2414 и блочной аккумуляторной батареи БАБ 48 (энергоблоки № 1 и № 2 Билибинской АЭС) требовалось, согласно Приложению Ж [24], выполнение дополнительных работ по обследованию и обоснованию их остаточного ресурса по специальным программам и методикам. Техническое состояние и ресурсные характеристики остальных элементов САЭ, согласно Приложению Е [24] могут восстанавливаться и поддерживаться посредством ТОиР.

По результатам комплексного обследования Заявителем разработана Программа [21] работ по подготовке энергоблока № 2 Билибинской АЭС к продолжению эксплуатации сверх 45 лет, что соответствует требованиям п. 6 НП-017-18. Результаты выполнения Программы [21] приведены в отчёте [22].

Редакционное замечание

В таблице 6.2.3.3.1 главы 6 ОУОБ [32] с изменениями по Извещению [68] не указан переназначенный срок эксплуатации трансформатора 2ГТ, генератора Г-2, аккумуляторных батарей АБ-2 и БАБ. **(4.19-1)**

Рекомендация

Рекомендуется в разделе П.5.3.13 [32] привести принципиальную схему сети постоянного тока 48 В. **(4.19-2)**

4.20. Комплекс систем по обращению с ядерным топливом

В соответствии с требованиями п. 3.8.1 НП-001-15, в разделе П.5.3.2 Приложения 5 к ОУОБ [32] представлено обоснование работоспособности системы обращения с ядерным топливом на Билибинской АЭС. Состав и содержание раздела П.5.3.2 [32], в целом, соответствует положениям РБ-001-05.

В разделе П.5.3.2.1 ОУОБ [32] приведена информация о системе обращения со свежим ЯТ, в частности, приведены проектные основы данной системы, описание используемого оборудования и его классификация по безопасности и сейсмостойкости, а также сведения об установленных нормах хранения свежего ЯТ, что подтверждает выполнение требований п. 2.1.10 НП-061-05. Согласно ОУОБ [32], исключение затопления водой узла приёма и хранения свежего топлива Билибинской АЭС обеспечивается за счёт:

- расположения выше незатопляемой отметки;
- отсутствия водопроводных коммуникаций;
- отсутствия соседних помещений, из которых может попасть вода,

что соответствует требованиям, предъявляемым к хранилищам свежего топлива 1 класса, установленным в п. 4.1.1 НП-061-05. Кроме того, согласно п. П.5.3.2.1.2.7 ОУОБ [32], при хранении свежего ЯТ осуществляется постоянный контроль температуры и влажности, что соответствует требованиям п. 4.1.10 НП-061-05. В ОУОБ [32] указано, что нормы хранения свежего ЯТ подтверждены заключением по ядерной безопасности № 04-022, выданным АО «ГНЦ-РФ ФЭИ», что соответствует требованиям п. 2.1.10 НП-061-05.

Согласно п. П.5.3.2.1.2.1 ОУОБ [32], в узле приёма и хранения свежего топлива не установлена САС СЦР, что обосновано на основании заключения по ядерной безопасности № 00-040, выданного АО «ГНЦ-РФ ФЭИ», что соответствует требованиям п. 4.1.9 НП-061-05.

Во исполнение требований п. 3.8.1 НП-001-15, в п. 5.3.2.1.1 ОУОБ [32] приведено обоснование работоспособности системы транспортирования свежего ЯТ на Билибинской АЭС и описание входящего в её состав оборудования, в том числе, ТУК (ТК-С7М) и транспортных средств, используемых для доставки свежего ЯТ. Согласно ОУОБ [32], скорость перемещения оборудования, предназначенного для транспортирования свежего ЯТ, ограничивается, что соответствует требованиям п. 2.4.2 НП-061-05. Кроме того, согласно ОУОБ [32], высота подъёма ТУК со свежим ЯТ также ограничивается (не более 5 м), при этом ТУК выдерживает падение с высоты до 9 м, что подтверждено сертификатом-разрешением [19д], тем самым подтверждено выполнение требований п. 2.3.6 НП-061-05.

В соответствии с требованиями п. 3.8.1 НП-001-15, в разделах П.5.3.2.3 и П.5.3.2.4 ОУОБ [32] представлены сведения о системе хранения ОЯТ на Билибинской АЭС, а также описание оборудования данной системы. Согласно ОУОБ [32], хранение ОЯТ осуществляется в четырёх бассейнах выдержки – осушенных БВ-1 и БВ-2 и заполненных водой БВ-3 и БВ-4. В ОУОБ [32] указано, что при эксплуатации проводится постоянный контроль технологических параметров системы хранения ОЯТ, в том числе температуры и уровня воды в БВ, что соответствует требованиям п. 2.1.6 НП-061-05. Согласно ОУОБ [32], стеллажи БВ обеспечивают хранение ОЯТ с фиксированным шагом, что соответствует требованиям п. 3.1 НП-061-05.

В ОУОБ [32] указано, что до 2021 года в БВ Билибинской АЭС обеспечено достаточное количество мест для осуществления полной выгрузки ядерного топлива из активных зон реакторов энергоблоков, что

соответствует требованиям п. 4.3.3 НП-061-05. Анализ безопасности эксплуатации энергоблоков АЭС после 2021 года с учётом наличия несоответствий требованиям п. 4.3.3 НП-061-05, представлен в разделе 9 настоящего Экспертного заключения.

В соответствии с требованиями п. 3.8.1 НП-001-15, в разделах П.5.3.2.1.1.8 – П.5.3.2.1.1.10 и П.5.3.2.1.2.7 – П.5.3.2.1.2.9 ОУОБ [32] представлены результаты анализа безопасности системы обращения с ядерным топливом при нормальной эксплуатации и нарушениях нормальной эксплуатации, включая падения оборудования, предназначенного для транспортирования ЯТ, падения других грузов и затопление водой различной плотностью. Согласно ОУОБ [32], оборудование, предназначенное для перемещения ЯТ, снабжено блокирующими устройствами, исключающими самопроизвольное расцепление груза, что соответствует требованиям п. 2.4.11 НП-061-05. В ОУОБ [32] указано, что ядерная безопасность при нарушениях нормальной эксплуатации системы обращения с ЯТ обеспечивается (величина $K_{эфф} < 0,95$), что соответствует требованиям п. 3.2 НП-061-05.

В рамках комплексного обследования энергоблока № 2 Билибинской АЭС проведён анализ текущего технического состояния системы обращения с ядерным топливом, результаты которого приведены в разделе 6 отчета [24], что соответствует требованиям п. 6 НП-017-18. Согласно [24], система обращения с ЯТ Билибинской АЭС способна выполнять свои функции в полном объёме при условии проведения регламентных работ по техническому обслуживанию.

Рекомендация

Рекомендуется привести в разделе П.5.3.2 ОУОБ [32] допустимые характеристики свежего и отработавшего ядерного топлива, которое может

храниться на Билибинской АЭС, включая сведения об обогащении свежего ЯТ, начальном содержании урана и глубине выгорания ОЯТ. **(4.20-1)**

4.21. Системы спецвентиляции

Обоснование работоспособности систем спецвентиляции приведены в разделе 5.3.3 Приложения 5 к ОУОБ [32]. Согласно ОУОБ [32], системы спецвентиляции предназначены для предотвращения загрязнения воздушной среды помещений и атмосферного воздуха радиоактивными и токсичными веществами, для создания условий работы персонала, удовлетворяющих санитарным нормам, поддержания оптимальных условий работы оборудования.

К системам спецвентиляции относятся [32]:

- система вытяжной вентиляции В-2 из помещений машзала;
- система вытяжной вентиляции В-4 помещения центрального зала и шахты реактора;
- система вытяжной вентиляции В-5 (В-19);
- системы П-5 (П-19);
- система вытяжной вентиляции В-7, В-21 из помещения вытяжного вентцентра;
- системы вытяжной вентиляции В-8, В-22;
- системы вентиляции П-8, В-11.

В ОУОБ [32] указано, что системы вытяжной вентиляции разделены в зависимости от возможных загрязнений внутри помещений главного корпуса, на системы:

- удаляющие воздух без очистки;
- с очисткой на аэрозольных фильтрах ФВЭА-3500-2;

- с очисткой на фильтрах-адсорберах противойодных ФАИ-3000-2.

В составе систем вытяжной вентиляции, согласно ОУОБ [32], эксплуатируются аэрозольные фильтры ФВЭА-3500-2, обеспечивающие эффективность очистки по наиболее проникающим частицам 99,95 %, что соответствует требованиям п. 3.3.2 НП-036-05. Согласно ОУОБ [32], эксплуатируемые в составе систем вытяжной вентиляции фильтры ФАИ-3000-2 обеспечивают очистку отдельно по молекулярному радиойоду и по органическим соединениям радиойода, что соответствует требованиям п. 3.5.2 НП-036-05.

Классификация систем спецвентиляции, приведенная в ОУОБ [32], соответствует требованиям НП-001-15 и НП-089-15.

Также в ОУОБ представлены принципиальные схемы систем спецвентиляции, что соответствует положениям п. 3.2.2 ПНАЭ Г-1-001-85 и рекомендации п. 2.5 РБ-001-05.

Извещением [66] в раздел П.5.3.3 Приложения 5 к ОУОБ [32] внесены сведения о том, что в соответствии с действующей инструкцией по эксплуатации систем вентиляции предусмотрен контроль температуры и влажности воздуха перед йодными фильтрами 1÷4ВС4 (ФАИ-3000-2), что соответствует требованиям п. 4.2.1 НП-036-05.

В соответствии с рекомендациями п. 2.5.1 РБ-001-05, Извещением [66] в раздел П.5.3.3 Приложения 5 к ОУОБ [32] внесены сведения об общих требованиях обеспечения безопасности при проведении пусконаладочных работ. Так, в ОУОБ [32] с изменениями по Извещению [66] приведена следующая информация:

- перечень противопожарных мероприятий, обязательных к выполнению перед проведением пусконаладочных работ;

- при нарушениях в работе вентсистем В-5, В-19, предусмотрены мероприятия, компенсирующие отсутствие резерва. Инструкция по эксплуатации вентсистем Би- АЭС 1.2.1.02.001.01.65-2019 дополнена обязательным приложением «Карты действий персонала при нарушениях в работе вентиляционных систем», где приведены компенсирующие мероприятия, компенсирующие отсутствие резерва систем В-5, В-19.

Редакционное замечание

В ОУОБ [32] не приведены предельные значения расхода воздуха через фильтры ФВЭА-3500-2 вытяжных систем В-1, В-6, В-7, В-8, В-20, В-21, В-22 и фильтры ФАИ-3000-2 вытяжных систем В-3, 1-4В-4, В-18, в связи с чем не показано увеличение расхода фильтруемого воздуха по сравнению с номинальным в три раза без разрушения структуры фильтров (согласно требованиям п. 3.5.11 НП-036-05). **(4.21-1)**

Рекомендация

На основании рекомендаций п. 2.5.1 РБ-001-05 и положений главы 3 ПНАЭ Г-1-001-85, для систем вытяжной вентиляции В-1 из помещений СВО, вытяжной вентиляции В-2 из помещений машзала, вытяжной вентиляции В-4 помещения центрального зала и шахты реактора, вытяжной вентиляции В-5 (В-19), систем вентиляции П-5 (П-19), П-8, систем вентиляции В-7, В-21, В-8, В-11, В-22 в п. 5.3.3 ОУОБ [32] рекомендуется привести сведения о функционировании системы с учётом нагрузок, связанных с отказами других систем, и выполнить оценку предусмотренных мер для защиты системы от воздействия этих отказов. **(4.21-2)**

4.22. Система сбора и хранения твёрдых и жидких РАО

В разделе 5.3.5 Приложения 5 к ОУОБ [32] приведено обоснование работоспособности системы сбора и хранения ТРО и ЖРО энергоблока № 2 Билибинской АЭС. Отнесение отходов к категории РАО осуществляется в

соответствии с критериями, установленными постановлением Правительства Российской Федерации от 19 октября 2012 г. № 1069. При сборе, переработке и хранении РАО осуществляется радиационный контроль (соответствие требованиям п. 9 НП-058-14).

Для контроля состояния хранилищ ТРО и ЖРО предусмотрены наблюдательные скважины (соответствие требованиям п. 47 НП-020-15). Согласно сведениям, приведенным в П. 5.3.5.3.7 Приложения 5 к ОУОБ /1/, состояние хранилищ ХСО и ХЖО, оценивается как работоспособное и требует осуществления постоянного контроля с проведением фотофиксации состояния конструкций ХЖО, остаточный ресурс прогнозируется на срок не менее 10 лет при условии своевременного выполнения мероприятий по поддержанию в рабочем состоянии изолирующей способности покрытия хранилищ.

Обращение с ТРО

В п. 5.3.5.1.1 Приложения 5 к ОУОБ [32] указаны виды ТРО, образующиеся при эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС – фильтры, сорбенты, элементы технологического оборудования, биологической защиты, трубопроводы, инструмент, строительные конструкции, спецодежда, теплоизоляция и пр.

В документе [21] проведена оценка среднегодового количества образующихся РАО за последние пять лет: НАО – 45 м³/год, САО и ВАО – 3 м³/год (количество ВАО не превышает 0,5 % от общей массы). В таблице 7.3 [21] приведены нормативы образования ТРО на Билибинской АЭС на 2017 г. – 50 м³ (соответствие требованиям п. 26 НП-058-14).

Сбор ТРО категории НАО осуществляется на местах образования в полиэтиленовые, пластиковые или многослойные бумажные мешки. Предварительная сортировка осуществляется по мощности дозы. ТРО категории САО и ВАО собираются в контейнеры со специальной

маркировкой. Порядок сбора ТРО соответствует требованиям раздела III НП-020-15.

Переработка ТРО осуществляется методом прессования на прессе-компакторе. На прессование направляются ТРО категорий ОНАО и НАО. После прессования ТРО в 220-литровых бочках размещаются в клетях по шесть штук в ХНТРО-2. Прессование осуществляется с соблюдением требований п. 34 НП-020-15.

ТРО категории НАО, не подлежащие прессованию (отходы металла, трубопроводы, демонтированное оборудование и проч.), размещаются в хранилище на длительное хранение. Хранение ТРО категории НАО осуществляется в хранилищах ХНАО-1 и ХНАО-2, хранение САО и ВАО – в хранилище ХСО.

ХНАО-1 заполнено и законсервировано в 2005 году, масса накопленных РАО составляет 1600,9 т. ХНАО-2 разделено перегородкой на два отсека, один из которых заполняется твёрдыми НАО «навалом», другой предусматривается для хранения НАО и ОНАО в металлических бочках объемом 200 л, размещенных в специальных клетях в количестве по шесть штук.

ХСО разделено внутренними железобетонными стенами на четыре равных (по 250 м³) отсека, изолированных друг от друга.

Степень заполнения хранилищ по состоянию на 01.01.2017 приведена в таблице П.5.3.5.3 Приложения 5 к ОУОБ [32]: ХСО – 73,5% (свободный объём составляет 269 м³); ХНАО-1 – 100%; ХНАО-2 – 22,2 % (свободный объём составляет 2474 м³).

Заявителем проведена оценка среднего годового накопления количества низкоактивных ТРО, которые будут образованы до завершения эксплуатации энергоблоков Билибинской АЭС (за десять лет) – около 1070 м³, а заполнение ХНАО-2 составит 1532,8 м³.

Согласно сведениям, приведенным в П. 5.3.5.3.7 Приложения 5 к ОУОБ [32], срок службы хранилища ХНАО-1 установлен до 2035 года, для ХНАО-2 – до 2042 года при условии проведения работ по управлению ресурсными характеристиками в соответствии с Программой управления ресурсными характеристиками систем и элементов, важных для безопасности энергоблоков № 1, 2, 3, 4 Билибинской АЭС.

Извещением [75] в ОУОБ [32] проведена замена названий ХНАО-1 и ХНАО-2 на ХСТРО-1 и ХСТРО-2 соответственно.

Обращение с ЖРО

Для временного хранения ЖРО на площадке Билибинской АЭС используются две подземные железобетонные ёмкости, облицованные внутри нержавеющей сталью объемом 500 м³ каждая [32]. Емкость ХЖО-1 предназначена для приёма кубовых остатков от блочных выпарных установок и выпарных установок СВО. Ёмкость ХЖО-2 предназначена для приема отработанных ионообменных смол из фильтров ФСД и СВО и пульпы, образующейся в баках трапных и осколочных вод. Ионообменные смолы в обезвоженном состоянии и пульпа из баков трапных вод транспортируются в хранилище в специальных емкостях. В общем объёме хранящихся ЖРО в ХЖО-2 ионообменные смолы составляют примерно 60 – 70 %, остальное – пульпа баков трапных вод.

В п. 5.3.5.3.3 Приложения 5 ОУОБ [32] указано, что в период с 2007 по 2015 год отработавшие ионообменные смолы размещались в ХЖО-1 в связи с намерзанием конуса в ХЖО-2, в 2015 году проведены работы по оттаиванию конусовидной части отходов и отработавшие смолы в настоящий момент продолжают размещаться только в ХЖО-2. Обоснование безопасности данных технических решений представлено в Экспертном заключении [20д].

В п. 3.7.2 Программы вывода из эксплуатации [44д] установлены основные положения по обращению с накопленными ЖРО – извлечение

ЖРО с помощью установки размыва, разделение суспензии. Раствор подлежит упариванию на установке глубокого упаривания с получением солевого плава, отработавшие ионообменные смолы подлежат сушке и размещению в 200-литровые бочки. Далее бочки с солевым плавом и осушенными смолами размещаются в транспортные контейнеры и передаются в специализированные организации для кондиционирования и, впоследствии, захоронения.

В целях соблюдения сроков промежуточного хранения РАО до ввода в эксплуатацию установок по переработке в п. 3.7.2 Программы вывода из эксплуатации [44д] предусмотрена передача РАО в специализированную организацию (соответствие требованиям п. 29 НП-058-14).

Данные по заполнению хранилищ ЖРО на 01.01.2017 приведены в таблице П.5.3.5.9 Приложения 5 к ОУОБ [32]: ХЖО-1 – 62,5% (свободный объём составляет 187 м³), ХЖО-2 – 82,2 % (свободный объём составляет 89 м³). В таблице 7.3 [21] приведены нормативы образования ЖРО на Билибинской АЭС на 2017 г.: трапная вода – 15000 м³, соли в ХЖО – 0,5 т, ионообменные смолы 10 м³ (соответствие требованиям п. 26 НП-058-14).

На Билибинской АЭС отсутствует резервная ёмкость для приема ЖРО, образующихся в результате аварий. На основании проведенных расчётов необходимого резервного объёма Заявителем было установлено, что в случае аварий ЖРО могут быть размещены в баках трапных вод БТрВ-1, 2 и баке осколочных вод БОскВ-2. Обоснование безопасности данных технических решений оценено в Экспертном заключении [21д], по результатам которого сделано положительное заключение.

Редакционные замечания

В П.5.3.5.3.7 Приложения 5 к ОУОБ [32] ошибочно используется термин «захоронение» РАО в ХНАО, поскольку РАО, размещенные в ХНАО, не отнесены к категории «особые РАО», и, следовательно, являются

удаляемыми и подлежат извлечению, приведению в соответствие критериям приемлемости для захоронения и захоронению в пунктах захоронения.
(4.22-1)

В таблице П.5.3.5.11 [32] для отказа № 5 «воздействие природных явлений», отнесённого к запроектным авариям, ошибочно установлено отсутствие влияние его на безопасность (4 столбец).
(4.22-2)

Раздел П.5.3.5.3.8 Приложения 5 введён в ОУОБ [32] ошибочно, поскольку ЖРО, образующиеся на Билибинской АЭС, не подлежат захоронению в пунктах глубинного захоронения РАО.
(4.22-3)

Рекомендация

В ОУОБ [32] рекомендуется откорректировать описание зоны контролируемого доступа энергоблока № 2 Билибинской АЭС в части отнесения к ней территории хранилищ ХЖО и ХСО и, соответственно, уточнения величины предельно допустимой мощности дозы на территории этих хранилищ.
(4.22-4)

4.23. Система сбора и переработки трапных вод

Обоснование работоспособности системы сбора и переработки трапных вод приведены в п. 5.3.4 Приложения 5 к ОУОБ [32]. Согласно п. 5.3.4.1 [32], система приёма и переработки трапных вод предназначена для приёма трапных и «осколочных» вод из помещений главного корпуса и ХЖО, их последующей переработки и подачи обессоленного конденсата на подпитку систем АЭС. В п. 5.3.4.1 [32] указано, что, в соответствии с требованиями НП-001-15, система сбора и переработки трапных вод по назначению относится к системам нормальной эксплуатации, по влиянию на безопасность – к важным для безопасности. Элементы системы, связанные с накоплением активности, отнесены к классу безопасности 3 по НП-001-15.

Согласно п. 5.3.4.1 [32], к системе сбора и переработки трапных вод предъявляются следующие требования:

- непрерывный приём «чистых» дренажей реактора, трапных вод в режиме нормальной эксплуатации;
- прием воды локализации «мокрой» аварии и «грязных» дренажей реактора;
- непрерывный отвод поступающей воды на очистку;
- непрерывная очистка поступающих вод со сбросом концентрата солей (кубового остатка) в ХЖО;
- сохранение работоспособности во время и после прохождения сейсмического воздействия до уровня ПЗ, включительно.

Принципиальная схема системы сбора и переработки трапных вод приведена на рисунке 5.3.4.1 [32], что соответствует рекомендациям п. 2.5.1 РБ-001-05 и положениям п. 3.2.2 ПНАЭ Г-1-001-85.

Объём и структура данных, приведенных в п. 5.3.4.5 ОУОБ [32] об обеспечении качества при изготовлении, монтаже и эксплуатации системы сбора и переработки трапных вод соответствует рекомендациям п. 2.5.1 РБ-001-05 и положениям п. 3.2.5 ПНАЭ Г-1-001-85.

Извещением [66] внесены изменения в п. 5.3.4 Приложения 5 к ОУОБ [32]. В п. 5.3.4.3 ОУОБ [32] добавлены сведения о том, что при отклонениях уровня воды в БТрВ и выпарном аппарате формируется сигнал на БЩУ, в п. 5.3.6.4 ОУОБ [32] приведены сведения о том, что на щит СВО выводятся сигналы об уровнях в баках трапных вод.

В п. 5.3.4.6 ОУОБ [32] Извещением [66] внесены сведения о том, что при пусконаладочных работах в случае разлива трапной воды и пульпы работы прекращаются, бригада выводится с рабочего места, принимаются меры по

предотвращению распространения загрязнения, снимается картограмма загрязнений.

В таблице 5.3.4.4 ОУОБ [32] Извещением [66] внесены сведения об отказах системы. Заявителем проанализировано влияние отказов на работоспособность системы сбора и переработки трапных вод, включая последствия и действия персонала при рассмотренных отказах (выход из строя одного из баков БТрВ, выход из строя одного из баков БОскВ, отказ любого рабочего насоса, отказ оборудования, трубопровода рабочей выпарной установки, обесточивание, отказ в системе контроля и автоматики, ошибки персонала).

По результатам экспертизы замечаний нет.

4.24. Система спецканализации

Обоснование работоспособности системы спецканализации приведены в п. 5.3.6 Приложения 5 к ОУОБ [32]. Согласно п. 5.3.6.1 ОУОБ [32], система спецканализации предназначена для сбора и удаления жидких радиоактивных отходов с примесью растворов кислот, щелочей и механических взвесей из технологических помещений.

Согласно ОУОБ [32], система спецканализации по назначению относится к системам нормальной эксплуатации, в соответствии с требованиями НП-001-15, по влиянию на безопасность – к системам, важным для безопасности (классификационное обозначение 3Н).

Принципиальная схема системы спецканализации приведена на рисунке 5.3.6.1 [32], что соответствует рекомендациям п. 2.5.1 РБ-001-05 и положениям п. 3.2.2 ПНАЭ Г-1-001-85. Объём и структура обоснования функционирования системы спецканализации при отказах, приведенные в разделе 5.3.6.6 Приложения 5 к ОУОБ [32], соответствует рекомендациям п. 2.5.1 РБ-001-05 и положениям п. 3.2.9 ПНАЭ Г-1-001-15.

Извещением [66] внесены изменения в п. 5.3.6 Приложения 5 к ОУОБ [32]. В п. 5.3.6.4 ОУОБ [32] добавлены сведения о том, что предусмотрен контроль удельной активности трапной воды, кубового остатка из выпарного аппарата и вод спецпрачечной. Тем самым подтверждено выполнение требований п. 3.9.20 ОСПОРБ-99/2010.

Извещением [66] в п. 5.3.6.5 ОУОБ [32] добавлены сведения о порядке подготовки к работе оборудования системы спецканализации, а также о том, что в период эксплуатации контроль количества поступающей в спецканализацию трапной воды осуществляется по уровням воды в приёмных баках трапных вод (по контрольным сигналам на щите СВО).

Извещением [66] в п. 5.3.6 ОУОБ [32] добавлен п. 5.3.6.8, в котором приведены сведения об оценке состояния системы спецканализации. Так, согласно п. 5.3.6.8 [66], степень влияния отступлений от действующей нормативной документации, анализ которых выполнен в разделе 2.1 Приложения 2 к ОУОБ [32], категорирована как «низкая», оборудование системы спецканализации поддерживается в исправном состоянии и ремонтпригодно с возможностью замены отдельных деталей и устройств.

По результатам экспертизы замечаний нет.

4.25. Система пожаротушения, включая АППТ

В П.5.3.10 Приложения 5 к ОУОБ [32] приведено обоснование работоспособности общеблочной системы пожаротушения. Заявителем указано, что элементы системы пенного пожаротушения отнесены проектировщиком к классу безопасности 4Н по НП-001-15 и II категории сейсмостойкости по НП-031-01.

В состав системы автоматического пенного пожаротушения входят [32]:

- система трубопроводов с арматурой и пеногенераторами;
- насосная с резервуаром пенообразователя;

- система автоматики и оповещения.

Установка пенного пожаротушения предназначены для защиты кабельных полуэтажей, кабельных туннелей и камер трансформаторов, общей площадью 2600 м² (24 направления, 87 пеногенераторов ГПС-600, 18 пеногенераторов ГПС-200). На пеногенераторы подается 6% водный раствор пенообразователя ПО-6НП из резервуара емкостью 60 м³. В трёх ёмкостях по 1,5 м³ каждая, хранится резервный запас пенообразователя ПО-6НП. По насосному оборудованию, арматуре и по источникам водоснабжения и электроснабжения система АППТ имеет 100% резерв.

В дополнение к общестанционным системам пожаротушения смонтированы системы, выполненные как блочные [32]:

- системы трубопроводов и пеногенераторов для тушения пожаров на маслобаке турбины;
- система подачи воды на охлаждение маслобака турбины при пожарах на оборудовании машинного зала, охлаждение главных маслобаков турбин предусмотрено четырьмя установками дренчерной системой оросителей с подключением к внутреннему противопожарному кольцу (подключение системы оросителей производится через задвижку с ручным пуском).

Регламентные работы по техническому обслуживанию и планово-предупредительному ремонту автоматических установок обнаружения и тушения пожаров осуществляются согласно годовым планам-графикам, составленным с учётом технической документации заводов-изготовителей. Годовые планы-графики регламентных работ по техническому обслуживанию и планово-предупредительному ремонту утверждаются главным инженером и согласовываются с начальником ПЧ-8.

Сведения по управлению ресурсными характеристиками систем пожаротушения, включая АППТ, приведены в отчёте [24], а также в

Программе [1д], заключительном отчёте [2д] и частном отчёте [3д], что соответствует требованиям п. 10 и п. 14 НП-017-18.

В отчёте [2д] отмечено, что работы по комплексному обследованию общецеховых и общестанционных систем энергоблока № 2 Билибинской АЭС выполняются в рамках Программы [1д], результаты обследования приведены в заключительном отчёте [2д]. Согласно Программе [1д], обследованию подлежали системы «пожарное кольцо» (наружный и внутренний водопровод, дренажные системы орошения, насосная станция, противопожарные резервуары), система автоматического пенного пожаротушения АППТ (элементы обнаружения пожара, оборудование подачи пенообразователя, станция пожарного мониторинга, элементы управления огнезадерживающими клапанами), что соответствует требованиям п. 10 НП-017-18.

В п. 2.3.3 отчёта [2д] приведены результаты комплексного обследования элементов систем пожаротушения, что соответствует рекомендации п. 3.4 РБ-027-04. В приложении Г отчёта [2д] приведены элементы, эксплуатация которых может быть продолжена в период дополнительного срока эксплуатации энергоблока № 2, а именно ПЖН-1, 2 – до 2042 года, резервуары сырой воды – до 2046 года, и при поддержании (восстановлении) технического состояния и ресурсных характеристик посредством ТОиР, в том числе хозяйственно-противопожарное водоснабжение (пожарные резервуары, насосное оборудование, арматура), элементы системы автоматического пенного пожаротушения (станции пожарного мониторинга, бак раствора пенообразователя, насосное оборудование, извещатели), что соответствует требованиям п. 14 НП-017-18.

Согласно п. 1.4 [2д], результаты обследования противопожарных систем (элементов) и оборудования приведены в частном отчёте [3д]. Согласно отчёту [3д], при проведении обследования элементы, выработавшие ресурс и

подлежащие замене или модернизации на этапе подготовки к выводу из эксплуатации энергоблока № 1 (на период 2016 года) не выявлены. В Приложении Е [3д] приведен перечень элементов систем пожаротушения и их ресурсные характеристики, что соответствует требованиям п. 13 НП-017-18.

Извещением [75] внесены изменения в ОУОБ [32], согласно которым установленный до 18.01.2021 ресурс элементов АППТ (ППКП, ПУ-01, извещатели пожарные, оповещатели пожарные, кабели системы АППТ), а также элементов системы противопожарного водоснабжения (насосы ПЖН-1, 2, трубопроводы подачи воды к ГК, трубопроводы и арматура противопожарного кольца в пределах главного корпуса (машинного зала) продлён до 31.12.2025 на основании Технических решений № 1.2.1.22.194 и № 1.2.122.195 соответственно, указанных в разделе П.5.3.16 ОУОБ [32], что соответствует требованиям пп. 17, 21 НП-017-18.

Редакционное замечание

В заключительном отчёте [2д] и в частном отчёте [3д] не указан ресурс подсистемы управления огнезадерживающими клапанами общеобменной вентиляции (огнезадерживающие клапаны, щит питания автоматики, цепи питания, управления и сигнализации) для продолжения её эксплуатации в период дополнительного срока. Указанная система подлежала комплексному обследованию в соответствии с Программой [1д], с учётом ввода в эксплуатацию в 2013 году огнезадерживающих клапанов, что подтверждено представленной Заявителем ссылкой на приказ Билибинской АЭС от 11.12.2013 «О вводе в эксплуатацию огнезадерживающих клапанов». (4.25-1)

Рекомендация

В отчёте [2д] указано, что элементы системы автоматической пожарной сигнализации (станция пожарного мониторинга, приборы приёмно-контрольные, извещатели и др.) исчерпали ресурсные характеристики в 2017

году и в период дополнительного срока эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС поддержание (восстановление) технического состояния и ресурсных характеристик указанных элементов осуществляется посредством ТОиР. В соответствии с положениями п. 6.12 РД ЭО 1.1.2.09.0772-2008 для продолжения эксплуатации рекомендуется подтвердить в отчёте [1] проведение испытаний элементов системы АПС, исчерпавших срок службы.

(4.25-2)

4.26. Система электроснабжения потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации

В разделе П.5.3.8 Приложения 5 к ОУОБ [32] приведено обоснование безопасности эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС в части работоспособности системы электроснабжения потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации. В разделе П.5.3.8 [32] приведена следующая информация о системе электроснабжения потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации: назначение и проектные основы; описание системы; управление и контроль; материалы; техническое обслуживание и ремонт; нормальное функционирование системы; анализ надёжности системы; оценка состояния системы.

Согласно п. П.5.3.8.1 [32], указанная система предназначена для электроснабжения потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации, в том числе потребителей систем нормальной эксплуатации, важных для безопасности и потребителей систем нормальной эксплуатации, не важных для безопасности. В п. 5.3.8.2 [32] указано, что система предназначена для электроснабжения потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации по влиянию на безопасность и характеру выполняемых функций является системой нормальной эксплуатации, важной для безопасности класса «4Н» по НП-001-15, II категории сейсмостойкости

по НП-031-01. Классификация элементов систем электроснабжения приведена в таблице П.5.1.7 [32]. Из ОУОБ [32] следует, что:

- система выработки и выдачи электроэнергии;
- система электроснабжения потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации;
- общестанционная система электроснабжения;
- общестанционная система электроснабжения собственных нужд объектов промплощадки,

отнесены к системам нормальной эксплуатации, не влияющим на безопасность. Элементы указанных систем отнесены к 4 классу безопасности по НП-001-15 и II категории сейсмостойкости по НП-031-01.

Согласно п. П.5.3.8.7 [32], отказы элементов системы электроснабжения потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации не являются исходными событиями, приводящими к повреждению твэлов при проектном функционировании систем безопасности. Также необходимо отметить, что отказы элементов системы электроснабжения потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации не приводят к превышению установленных значений предельно допустимых выбросов или допустимых сбросов РВ, либо допустимых уровней радиоактивного загрязнения рабочих помещений АС. Учитывая назначение системы электроснабжения потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации, а также то, что для электроснабжения систем, важных для безопасности, при аварии предназначена САЭ, классификация элементов системы электроснабжения потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации соответствует требованиям п. 2.6 НП-001-15. Классификация элементов системы электроснабжения потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации по категориям сейсмостойкости соответствует требованиям п. 2.6 НП-031-01.

Согласно ОУОБ [32], электроснабжение потребителей собственных нужд осуществляется от КРУ 6 кВ. На энергоблоке № 2 Билибинской АЭС предусмотрено одно КРУ 6 кВ. КРУ 6 кВ подключено в отпайку блока генератор-трансформатор после блочного выключателя. Данное техническое решение позволяет осуществлять электроснабжение КРУ 6 кВ как от блочного генератора, так и от ЗРУ 110 кВ через блочный трансформатор, что соответствует требованиям п. 1.1.2 НП-001-15 в части обоснования технического решения в соответствии с современным уровнем науки, техники и производства. Кроме того, согласно ОУОБ [32], возможно обеспечение питания КРУ 6 кВ от резервного трансформатора 1ТР (один на четыре энергоблока Билибинской АЭС). От КРУ 6 кВ запитаны электропотребители мощностью более 200 кВт. Потребители мощностью менее 200 кВт получают питание от блочных РУСН 0,4 кВ. Блочные РУСН 0,4 кВ запитаны от КРУ 6 кВ через свои трансформаторы 6/0,4 кВ. В П.5.3.8.2 [32] приведены технические характеристики элементов, входящих в состав системы электроснабжения потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации. Анализ представленных сведений позволяет сделать вывод, что система электроснабжения потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации способна выполнить возложенные на неё функции с учётом внешних и внутренних воздействий природного и техногенного происхождения, что соответствует требованиям п. 3.1.8 НП-001-15.

В соответствии с требованиями п. 8 НП-017-18, с целью оценки фактического состояния энергоблока, определения остаточного ресурса его элементов было выполнено комплексное обследование энергоблока № 2 Билибинской АЭС. В соответствии с требованиями п. 13 НП-017-18, при проведении комплексного обследования определялись, в частности:

- техническое состояние важных для безопасности систем и элементов энергоблока;

- элементы, выработавшие свой ресурс и подлежащие замене;
- элементы, ресурс которых не исчерпан и эксплуатация которых может быть продолжена на определенный период времени;
- элементы, ресурс которых не исчерпан, но замена которых потребуется в период назначенного или дополнительного срока эксплуатации, согласно графику замены;
- элементы, остаточный ресурс которых не определён и для которых потребуется определение остаточного ресурса либо замена.

В соответствии с требованиями п. 14 НП-017-18, результаты комплексного обследования приведены в отчёте [24]. Согласно Приложению Г [24], в системе электроснабжения потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации отсутствовали элементы, выработавшие свой ресурс и требовавшие замены. Согласно приложению Д [24], в системе электроснабжения потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации отсутствовали элементы, обладающие остаточным ресурсом, эксплуатация которых могла бы быть продолжена до исчерпания ресурса. Ресурсные характеристики трансформаторов 6/0,4 кВ, элементов КРУ 6 кВ, РУСН 0,4 кВ, согласно приложению Е [24], восстанавливаются посредством ТОиР. Заявителем приведены ссылки на отчётные документы по переназначению ресурсных характеристик ТОиР на момент подачи комплекта обосновывающих документов в Ростехнадзор. Согласно Приложению Ж [24], требовалось выполнение дополнительных работ по обследованию и обоснованию остаточного ресурса следующих элементов схемы выдачи мощности:

- трансформатора 2ГТ типа ТД 16000/110 (срок исчерпания переназначенных ресурсных характеристик – 2019 г.);

– генератора (срок истечения переназначенных ресурсных характеристик – 2019 г.).

По результатам комплексного обследования Заявителем разработана Программа работ по подготовке энергоблока № 2 Билибинской АЭС [21] к продолжению эксплуатации сверх 45 лет, что соответствует требованиям п. 6 НП-017-18. Согласно Приложению 3 [21], в комплекс работ по подготовке энергоблока № 2 Билибинской АЭС к повторному дополнительному сроку эксплуатации сверх 45 лет были включены работы по обследованию и обоснованию остаточного ресурса трансформатора 2ГТ.

По результатам выполнения Программы [21] Заявителем разработан отчёт [22]. Согласно Приложению 4 [22], Заявителем выполнены работы по обследованию и обоснованию остаточного ресурса трансформатора 2ГТ.

Редакционные замечания

В п. П.5.3.8.1 [32] приведена формулировка назначения системы электроснабжения собственных нужд в целом (системы электроснабжения потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации и САЭ). Однако формулировка назначения системы электроснабжения потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации не приведена. **(4.26-1)**

Указание в п. П.5.3.8.2 [32] на то, что система электроснабжения потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации «по влиянию на безопасность и характеру выполняемых функций является системой нормальной эксплуатации, важной для безопасности, класса «4Н» некорректно. Классификация по НП-001-15 выполняется для элементов, входящих в состав системы АС, а не для системы в целом. **(4.26-2)**

В разделе П.5.3.8 [32] представлена противоречивая информация о классификации система электроснабжения потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации. Если в состав системы входят только элементы 4 класса по НП-001-15, то система является системой нормальной

эксплуатации, не влияющей на безопасность. Если система является системой, важной для безопасности, то в ее состав должны входить элементы, важные для безопасности, то есть имеющие класс безопасности не ниже 3 по НП-001-15. **(4.26-3)**

В П.5.3.8.2 [32] некорректно указано, что система электроснабжения потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации «по влиянию на безопасность и характеру выполняемых функций является системой нормальной эксплуатации, важной для безопасности». Приведенная классификация системы является классификацией по назначению и влиянию на безопасность. Следует также отметить, что по характеру выполняемых функций разделяются системы и элементы безопасности, а не системы и элементы нормальной эксплуатации. **(4.26-4)**

Рекомендации

Заявителю рекомендуется в разделе П.5.3.8 [32] привести информацию о том, что отказы системы электроснабжения потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации и входящих в её состав элементов не приводят к тяжёлым авариям, либо вероятность перехода таких отказов в тяжёлую аварию составляет значение менее 10^{-6} . **(4.26-5)**

В Приложении 4 [22] указано о выполнении работ по оценке технического состояния трансформатора 2ГТ. Заявителю рекомендуется привести ссылки на отчётные документы, подтверждающие переназначение ресурсных характеристик указанного трансформатора. **(4.26-6)**

4.27. Система технического водоснабжения

В разделе П.5.3.11 Приложения 5 к ОУОБ энергоблока № 2 Билибинской АЭС [32] представлено обоснование работоспособности системы технического водоснабжения в период повторного дополнительного срока эксплуатации. В соответствии с рекомендациями п. 2.5.1 РБ-001-05, в разделе П.5.3.11 [32] представлена информация о назначении системы технического

водоснабжения, требованиях, предъявляемых к системе со стороны РУ, классификации, характеристиках и размещении её элементов, материалах из которых изготовлены элементы системы, функционировании системы в режимах нормальной эксплуатации, нарушениях нормальной эксплуатации, включая аварии, защиты системы от отказов по общей причине и учёте в проекте системы принципа единичного отказа, модернизации элементов системы, результатах ее комплексного обследования.

Согласно разделу П.5.3.11 [32], система технической воды предназначена для отвода тепла от тепломеханического оборудования систем энергоблока. В соответствии с требованиями п. 2.11 НП-001-15 и рекомендациями п. 2.5.1 РБ-001-05 в разделе П.5.3.11 [32] и в п. 12 таблицы П.5.1.2 Приложения 5 к ОУОБ [32] представлена классификация системы технической воды и ее элементов по НП-001-15, НП-031-01, НП-089-15. Согласно [32], система технической воды по назначению является системой нормальной эксплуатации, по влиянию на безопасность – системой, важной для безопасности. Указанная классификация системы соответствует требованиям пп. 2.1-2.3 НП-001-15. Классификация элементов системы технической воды представлена на рисунке П.5.3.11-1 [32] и в таблице П.5.1.2 Приложения 5 к ОУОБ [32]. Согласно [32], элементы системы, в зависимости от выполняемых функций, отнесены к 3 и 4 классам безопасности по НП-001-15 (классификационные обозначения 3Н, 4Н), II и III категориям сейсмостойкости по НП-031-01, что соответствует требованиям пп. 2.6, 2.12 НП-001-15 и пп. 2.6.2, 2.6.3 НП-031-01. К 3 классу безопасности отнесены следующие элементы системы технической воды: циркуляционные насосы, насосы технической воды, трубопроводы циркуляционной воды от «холодных» коллекторов, охлаждающих секций ВРО, до «горячих» коллекторов охлаждающих секций ВРО, включая магистральные циркуляционные коллекторы, циркуляционную воду конденсатора турбины, всасывающие и напорные трубопроводы циркуляционных насосов, обвязку

бака компенсации объёма, а также коллекторы «холодной» и «горячей» циркуляционной воды секций ВРО-1, подключенные к коллекторам ВРО-2 для увеличения теплоотвода от оборудования энергоблока № 2, до заглушек на коллекторах циркуляционной воды энергоблока № 1, к которым подключены остающиеся в работе секции ВРО-1.

В соответствии с требованиями п. 1.2.8 НП-001-15, в ОУОБ [32] представлены проектные характеристики элементов системы технической воды, насосов, баков, радиаторных охладителей воздушно-конденсационной установки.

В соответствии с рекомендациями п. 2.5.1 РБ-001-05, в разделе П.5.3.11.1 [32] представлена информация о выполненных модернизациях в системе технической воды. Согласно ОУОБ [32] с изменениями по Извещению [66], запланировано подключение трёх секций радиаторных охладителей энергоблока № 1 Билибинской АЭС, остановленного для подготовки к выводу из эксплуатации, к ВКУ энергоблока № 2 для улучшения теплосъёма в летний период. Положительная оценка обоснования безопасности указанной модернизации представлена в Экспертном заключении [5д].

В соответствии с требованиями п. 3.1.17 НП-001-15, в разделе П.5.3.11.10 [32] представлены результаты выполненного Заявителем качественного анализа надёжности системы технической воды.

В соответствии с требованиями п. 17 НП-017-18, в разделе П.5.3.11.11 [32] представлены результаты комплексного обследования элементов системы технической воды, проведенного Заявителем в рамках подготовки к продлению срока эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС (соответствие требованиям п. 8 НП-017-18). Согласно [32], по результатам комплексного обследования установлены сроки службы основных элементов системы технической воды:

– циркуляционные насосы ЦН-2А, Б – до января 2022 г.;

- задвижки циркуляционной воды – до апреля 2034 г.;
- насосы НТВ-2А, Б – до августа 2040 г.;
- задвижки СТВ – до мая 2041 г.

В ОУОБ [32] отмечено, что ресурс оборудования радиаторных охладителей ВКУ продлён до 2019 года. Таким образом, согласно информации, представленной в разделе П.5.3.11.11 [32], все элементы системы технического водоснабжения, за исключением радиаторных охладителей ВКУ, имеют ресурс, достаточный для их эксплуатации в период дополнительного срока эксплуатации.

В соответствии с требованиями п. 14 НП-017-18, результаты комплексного обследования систем и элементов энергоблока представлены в отчёте [24], где приведен перечень элементов систем, для которых требуется проведение дополнительных обследований с привлечением специализированных организаций для определения их остаточного ресурса. Согласно [24], насосы НТВ-2А, Б и задвижки СТВ системы технического водоснабжения включены в перечень оборудования, обладающего остаточным ресурсом, эксплуатация которого может быть продолжена до его исчерпания (Приложение Д к [24]).

Согласно отчёту [24], циркуляционные насосы ЦН-2А, Б включены Заявителем в перечень элементов, для которых необходимо выполнение дополнительных работ по обследованию и обоснованию остаточного ресурса по специальным методикам и/или программам (Приложение Ж к [24]).

В соответствии с требованиями п. 15 НП-017-18, Заявителем разработана Программа управления ресурсом оборудования и трубопроводов энергоблока № 2 Билибинской АЭС [26]. В пп. 211, 212 Приложения А.1 к Программе [26] указаны периодичность и объём ТОиР элементов системы технической воды.

Извещением [66] в раздел П.5.3.11 Приложения 5 к ОУОБ энергоблока № 2 Билибинской АЭС [32] вносятся следующие изменения в части системы технического водоснабжения:

- в подраздел П.5.3.11.2 «Описание схемы и конструкции» добавлена ссылка на раздел 2.5.1 главы 2 ОУОБ [32], в котором, согласно [66], представлены мероприятия по поддержанию ВХР технической воды;
- в таблице П.5.3.11.4 «Отказы элементов системы и их влияние на функционирование СТВ энергоблока и на безопасность АЭС» добавлено корректное уточнение, что отказ любой коллекторной арматуры у ВРО приведет к отключению секции ВРО. Кроме того, в данной таблице уточнены последствия отказа, связанного с разрывом трубопроводов СТВ в любом из помещений, где расположены элементы СТВ. Согласно [66], невозможность локализовать разрыв не рассматривается в силу наличия в схеме циркуляционной и технической воды достаточного количества ремонтной арматуры. Возможна потеря СТВ двух энергоблоков, когда один из энергоблоков выведен в ремонт, а на другом произошел разрыв трубопровода системы. В этом случае персонал выполняет подключение резервной подачи охлаждающей воды (от общестанционного коллектора СТВ или сырой воды) на охлаждение насосного оборудования и теплообменников, участвующих в безопасном останове и расхолаживании неаварийных РУ;
- в подраздел П.5.3.11.10 «Анализ надёжности системы» со ссылкой на результаты ВАБ добавлены значения частоты исходных событий группы «Отключение турбины», в которую, согласно [66], входят отказы системы циркуляционного и технического водоснабжения, и вклад этой группы в ЧПЗ;
- в подраздел П.5.3.11.11 «Оценка системы» добавлены ссылки на раздел 6.2.3 главы 6 ОУОБ [32] и раздел П.5.3.16 Приложения 5 ОУОБ [32], в

которых представлена информация об остаточном ресурсе блочного и общеблочного оборудования, установленном по результатам комплексного обследования энергоблока. Согласно информации, представленной в таблице 6.2.3.3.1 раздела 6.2.3 главы 6 ОУОБ [32], ресурс трубопроводов технической воды продлен до 31.12.2026 года на основании Технического решения № 1.2.1.22.276-2018 о возможности, сроках и условиях дальнейшей эксплуатации трубопроводов технической воды энергоблока № 2 Билибинской АЭС. Ресурс циркуляционных насосов ЦН-2А, 2Б продлен до 31.12.2026 на основании технических решений № 1.2.1.22.257-2018 и № 1.2.1.22.258-2018 о возможности, сроках и условиях дальнейшей эксплуатации насосов ЦН-2А, ЦН-2Б системы циркуляционной и технической воды энергоблока № 2 Билибинской АЭС. В раздел П.5.3.16 Приложения 5 к ОУОБ [32] Извещением [66] добавлена информация о поддержании ресурса оборудования ВРО, отнесённого к 4 классу безопасности по НП-001-15 (классификационное обозначение 4Н), в период дополнительного срока эксплуатации энергоблока.

Редакционное замечание

В ОУОБ [32], с изменениями по Извещению [66], не представлены результаты количественного анализа надёжности системы технического водоснабжения и не приведены значения показателей надёжности её элементов.

(4.27-1)

4.28. Водно-химический режим энергоблока

В соответствии с требованиями п. 4.1.3 НП-001-15, п. 2.5.11 НП-082-07 и согласно рекомендациям п. 2.3 РБ-001-05, в главе 4 и в Приложении 5 к ОУОБ [32] приведено обоснование водно-химического режима энергоблока № 2 Билибинской АЭС. Дополнительно в обоснование принятого водно-

химического режима основного технологического контура и вспомогательных систем энергоблока Заявителем представлен отчёт [17д].

В главе 4 и в Приложении 5 к ОУОБ [32] указано, что на энергоблоке принят бескоррекционный нейтральный ВХР. В техническом отчёте [17д] представлено обоснование ВХР ОЦК, КПТ, контура СУЗ и вспомогательных систем энергоблоков АЭС с РУ ЭГП-6 с учётом эксплуатационных данных, представленных в годовых отчётах по оценке состояния безопасной эксплуатации энергоблоков Билибинской АЭС за период с 2004 по 2016 гг. Обоснование водно-химического режима основного циркуляционного контура, конденсата, питательной воды, контура СУЗ и вспомогательных систем энергоблоков АЭС с РУ ЭГП-6 на продленный срок эксплуатации выполнено в отчёте [17д]. Изменения в организации ведения ВХР всех систем АЭС с РУ ЭГП-6 были сделаны на основании результатов статистической обработки эксплуатационных данных ведения водно-химических режимов за период с 2004 по 2016 гг., построения корреляционных зависимостей показателей качества рабочих сред АЭС с РУ ЭГП-6. При разработке изменений в части организации водно-химического режима основного циркуляционного контура, конденсата, питательной воды, контура СУЗ и вспомогательных систем АЭС с РУ ЭГП-6 учтены требования НП-001-15 и РБ-002-16. Изменения в части организации ведения водно-химического режима представлены на основании анализа опыта эксплуатации АЭС с РУ ЭГП-6, фактического состояния технических средств обеспечения ВХР, а также с внедрением на АЭС новых методов и средств измерений.

В соответствии с требованиями п. 260 НП-089-15, в Приложении 5 к ОУОБ [32] указан документ по стандартизации – отраслевой стандарт СТО 1.1.1.02.013.1413-2017, устанавливающий нормы ВХР «Водно-химический режим основного технологического контура и вспомогательных

систем атомной электростанции с реактором ЭГП-6. Нормы качества рабочей среды и средства их обеспечения».

В таблице 4.1.3.1-1 главы 4 [32] приведены показатели качества теплоносителя ОЦК при работе энергоблока на мощности. В таблице 4.1.3.1-2 главы 4 ОУОБ [32] представлены показатели качества теплоносителя ОЦК при работе энергоблока в течение двух первых суток после пуска. В настоящее время для энергетического режима работы энергоблоков Билибинской АЭС регламентируются следующие показатели качества теплоносителя ОЦК [17д]:

- для продувочной воды – водородный показатель рН, удельная электрическая проводимость, массовая концентрация кремниевой кислоты, массовая концентрация хлорид-ионов, массовая концентрация железа, общая жесткость, мкг-экв/дм³;
- для конденсата турбин – массовая концентрация растворенного кислорода;
- для подпиточной воды – водородный показатель рН, удельная электрическая проводимость, массовая концентрация хлорид-ионов, массовая концентрация железа, массовая концентрация нефтепродуктов.

Регламентируемыми показателями качества воды бассейнов выдержки отработанного топлива (БВ-3, БВ-4), согласно Приложению 5 к ОУОБ [32] и в соответствии с отраслевым стандартом СТО 1.1.1.02.013.1413-2017, являются водородный показатель рН, удельная электрическая проводимость, массовая концентрация хлорид-ионов, массовая концентрация железа, массовая концентрация нефтепродуктов. В Приложении 5 к ОУОБ [32] указано, что поддержание качества воды в БВ в пределах норм, установленных СТО 1.1.1.02.013.1413-2017, осуществляется с помощью байпасной очистки. Очистка проводится периодически по результатам химических анализов воды в БВ-4.

В соответствии с рекомендациями п. 28 РБ-002-16, в главе 4 ОУОБ [32] и в Приложении 5 к ОУОБ [32] приведены требования к обязательному и рекомендуемому объёму автоматизированного химического контроля водно-химического режима и лабораторного химического контроля.

Извещением [68] в разделе 4.1.3.1 главы 4 ОУОБ [32] приведено указание на разделение показателей качества теплоносителя ОЦК на нормируемые и диагностические, как это регламентируется отраслевым стандартом СТО 1.1.1.02.013.1413-2017 в соответствии с рекомендациями РБ-002-16, что является несоответствием требованиям п. 260 НП-089-15.

В отраслевом стандарте СТО 1.1.1.02.013.1413-2017, согласно рекомендациям РБ-002-16, отклонения нормируемых показателей качества воды ОЦК и воды КО СУЗ подразделяются на уровни, определяющие действия эксплуатационного персонала. Данное положение СТО 1.1.1.02.013.1413-2017 учтено в разделе 4.1.3.1 главы 4 ОУОБ Извещением [68], что соответствует требованиям п. 260 НП-089-15.

В главе 4 ОУОБ Извещением [68] установлены значения нормируемых и диагностических показателей качества воды контура СУЗ, воды заполнения и подпиточной воды контуров, которые регламентируются отраслевым стандартом СТО 1.1.1.02.013.1413-2017 (таблица 5.1), т.е. выполнено требование п. 3.1.19 НП-001-15 об установлении требований к химическим режимам сред в системах и элементах АС, которые должны соблюдаться при эксплуатации с целью поддержания целостности физических барьеров на пути распространения ионизирующего излучения и радиоактивных веществ в окружающую среду.

Предельное значение удельной электрической проводимости в воде теплоносителя ОЦК (нормируемый показатель) установлен в таблице 5.1 СТО 1.1.1.02.013.1413-2017 на уровне не более 1,0 мкСм/см. В таблице

4.1.3.1-8 ОУОБ [68] предельное значение этого показателя задано в соответствии с положениями отраслевого стандарта.

Верхний диапазон водородного показателя в воде теплоносителя ОЦК (нормируемый показатель) устанавливается в таблице 5.1 СТО 1.1.1.02.013.1413-2017 равным 8,0. В таблице 4.1.3.1-7 [68] верхний предел этого показателя приведён в соответствие с СТО 1.1.1.02.013.1413-2017.

Предельное значение массовой концентрации железа в воде теплоносителя ОЦК (диагностический показатель) установлено в таблице 5.1 СТО 1.1.1.02.013.1413-2017 на уровне не более 10 мкг/дм³. В таблице 2.5.1.20 [32] предельное значение этого показателя соответствует положениям отраслевого стандарта.

Извещением [68] в ОУОБ [32] представлены сведения, отражающие фактическое состояние безопасности энергоблока в части ВХР, что соответствует рекомендациям п. 1.1.4 РБ-001-05.

По результатам экспертизы замечаний нет.

Выводы и предложения по разделу 4

1. Обоснование работоспособности систем энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период повторного дополнительного срока эксплуатации [24, 32, 66, 68, 75], в части:

- реакторной установки ЭГП-6;
- основного циркуляционного контура;
- системы питательной воды;
- газовой системы реактора и системы КГО;
- системы аварийной защиты;
- системы управления и защиты;
- контура охлаждения каналов СУЗ;

- системы контроля и управления (кроме СУЗ) по технологическим параметрам;
- системы продувки и байпасной очистки ОЦК;
- системы охлаждения каналов ИК, ПК, СК;
- системы локализации «мокрой» аварии;
- системы аварийной подачи питательной воды;
- аварийной системы подачи охлаждающей воды;
- системы защиты ОЦК от превышения давления;
- системы технического водоснабжения;
- турбоустановки со вспомогательными системами и генератора;
- системы аварийного электроснабжения;
- системы электроснабжения потребителей собственных нужд нормальной эксплуатации;
- комплекса систем по обращению с ядерным топливом;
- системы приёма трапных вод;
- систем спецвентиляции;
- системы спецканализации;
- паропроводов свежего пара и системы паросбросных и пароприёмных устройств;
- системы охлаждения бака биологической защиты и нижней плиты;
- системы пожаротушения, включая АППТ [24, 32, 75],

соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.

2. Организация обращения с РАО на Билибинской АЭС [32] с учётом мероприятий, предусмотренных Программой вывода из эксплуатации [44д], соответствует требованиям федеральным норм и правил в области использования атомной энергии.
3. Обоснование ведения водно-химического режима энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период повторного дополнительного срока эксплуатации [32, 68] соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.
4. В ОУОБ [32] с изменениями по Извещениям [63 – 68, 72 – 77] не представлены результаты анализа надёжности систем, важных для безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС (несоответствием требованиям п. 3.1.17 НП-001-15). Анализ надёжности выполнен в ОУОБ [32] только для следующих систем безопасности: система аварийной защиты реактора; система защиты ОЦК от превышения давления; система аварийной подачи питательной воды и система аварийного электроснабжения.
5. Согласно результатам комплексного обследования [24] и ОУОБ [32], техническое состояние оборудования систем, важных для безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС, обеспечивает безопасность эксплуатации в период повторного дополнительного срока до 31.12.2025.
6. Заявителю рекомендуется выполнить до конца 2020 года мероприятия по обоснованию ресурсных характеристик коллектора «А» АСПОВ и системы охлаждения ББЗ и НП.
7. Заявителю предлагается учесть замечания и принять во внимание рекомендации данного раздела настоящего Экспертного заключения.

5. Оценка обоснования работоспособности и ресурсных характеристик незаменяемых систем и оборудования по результатам комплексного обследования энергоблока для продолжения эксплуатации в период повторного дополнительного срока

5.1. Строительные конструкции главного корпуса I и II класса

В отчёте [36д] отмечено, что энергоблоки № 1 – 4 расположены в едином здании главного корпуса. Главный корпус Билибинской АЭС включает реакторное отделение, деаэрационно-щитовое отделение, машинное отделение, закрытое распределительное устройство. Начало строительства – 1966 год.

На основании результатов комплексного обследования строительных конструкций зданий и сооружений Билибинской АЭС [36д] Техническим решением [51] строительные конструкции главного корпуса Билибинской АЭС допускаются к дальнейшей эксплуатации в течении 24 лет (до 2040 года, включительно) при условии:

- проведения процедуры определения остаточного ресурса строительных конструкций не реже 1 раза в 5 лет в соответствии с положениями РД ЭО 0462-03;
- проведения работы по идентификации и определению основного химического состава сталей металлоконструкций каркаса главного корпуса, марки стали которых по материалам комплексного обследования не отвечают требованиям проекта, рентгенофлуоресцентным спектральным анализом и/или атомно-эмиссионным спектральным анализом в местах, указанных в таблице В.1.1 отчёта [34д];
- при подтверждении несоответствия применённых марок сталей металлоконструкций проектно-конструкторской документации необходимо выполнить поверочные расчёты для определения категории технического состояния и при необходимости выполнить усиление металлоконструкций;

- разработки программы мониторинга здания главного корпуса с учётом конструктивных особенностей здания, фактического состояния строительных конструкций и их условий эксплуатации;
- проведения мониторинга состояния строительных конструкций по разработанной рабочей программе мониторинга в соответствии с положениями РД ЭО 1.1.2.99.0624-2011;
- организации наблюдения за параметрами чаши оттаивания;
- организации наблюдения за осадками здания главного корпуса с привлечением специализированной организации по специально разработанной программе, включающей выполнения мероприятий отмеченных в п.1.7.1÷1.7.4 [51];
- выполнения компенсирующих мероприятий в рамках ТОиР по устранению дефектов и повреждений строительных конструкций.

Оценка результатов комплексного обследования здания главного корпуса [36д, 34д] выполнена в Экспертном заключении [20д]. По результатам данной оценки отмечено [20д], что техническое состояние строительных конструкций главного корпуса верно оценено как работоспособное. Согласно результатам прогноза прочности бетона строительных конструкций главного корпуса, прочность бетона данных конструкций не имеет тенденций к снижению, и до 2040 года прочность на сжатие бетона конструкций будет соответствовать проектным требованиям.

По результатам экспертизы замечаний нет.

5.1.1. Вентиляционная труба энергоблоков № 1 и № 2 Билибинской АЭС

Согласно отчёту [56], который является приложением к Техническому решению [51, 37д], вентиляционная труба энергоблоков № 1, № 2 Билибинской АЭС введена в эксплуатацию в 1974 году, представляет собой металлическую конструкцию, установленную на покрытии главного

корпуса Билибинской АЭС в осях Б1-В1/5-6. Труба предназначена для вывода воздуха, поступающего из производственных помещений главного корпуса посредством вентиляционных систем. Вентиляционная труба расположена на отм. +22,300 м, верх трубы имеет отметку +50,000 м. Труба состоит из трёх секций, нижняя секция вентиляционной трубы представляет собой усеченный конус, средняя и верхняя секции имеют цилиндрическую форму. В основании вентиляционной трубы расположены металлические балки двутаврового сечения. Ствол трубы раскреплен к главному корпусу четырьмя оттяжками. Вентиляционная труба отнесена к I категории по ответственности за ядерную и радиационную безопасность по ПИН АЭ-5.6, к I категории сейсмостойкости по НП-031-01.

В отчёте [56] отмечено, что на основании актов сезонных осмотров техническое состояние вентиляционной трубы классифицировано как работоспособное. Тип конструкций, фактические сечения элементов конструкций, исполнение узлов сопряжения конструктивных элементов, площадки опирания конструкций, их пространственное и геометрическое положение, крен вентиляционной трубы соответствует проектным данным.

Согласно [56], при проведении визуального и инструментального обследования вентиляционной трубы в 2019 году не установлено наличие дефектов и повреждений строительных конструкций, влияющих на их несущую способность.

В отчёте [56] указано, что поверочный расчёт строительных конструкций вентиляционной трубы с учётом уточнённых механических свойств сталей на воздействия от основных и особых сочетаний нагрузок. Расчёт выполнен с помощью аттестованного программного средства SCAD Office [38д] в соответствии с требованиями СП 20.13330.2016 и СП 16.13330.2011. В качестве особых воздействий в расчёте приняты сейсмическое воздействие уровня МРЗ 5 баллов, экстремальный ветер, экстремальный снег, воздушная ударная волна. Согласно результатам

расчёта [56], несущая способность строительных конструкций вентиляционной трубы при нормальных условиях эксплуатации и при особых воздействиях обеспечена.

В отчёте [56] отмечено, что согласно результатам выполненного визуального, инструментального обследований и проведённого поверочного расчёта техническое состояние строительных конструкций вентиляционной трубы в соответствии с требованиями ГОСТ 31937-2011 оценено как работоспособное. Снижение прочностных характеристик металла строительных конструкций вентиляционной трубы отсутствует.

На основании результатов комплексного обследования строительных конструкций вентиляционной трубы I очереди Билибинской АЭС [56] Техническим решением [51] строительные конструкции вентиляционной трубы допускаются к дальнейшей эксплуатации в течение 24 лет (до 2040 года) при условии проведения процедуры определения остаточного ресурса строительных конструкций энергоблока № 1 и № 2 Билибинской АЭС не реже 1 раза в 5 лет в соответствии с положениями РД ЭО 0462-03.

Оценка результатов комплексного обследования вентиляционной трубы, проведённого в 2016 году [34д, 36д], выполнена в Экспертном заключении [20д]. По результатам данной оценки отмечено, что техническое состояние строительных конструкций вентиляционной трубы обоснованно оценено как работоспособное. Согласно результатам прогноза [56] прочность металлических строительных конструкций вентиляционной трубы не имеет тенденций к снижению, и до 2040 года прочность данных строительных конструкций будет соответствовать проектным требованиям.

По результатам экспертизы замечаний нет.

5.2. Металлоконструкции реактора

Результаты оценки остаточного ресурса металлоконструкций реакторной установки энергоблока № 2 Билибинской АЭС приведены Заявителем в документах [35, 35.1].

В соответствии с Решением [35], техническое состояние металлоконструкций реакторной установки ЭГП-6 энергоблока № 2 Билибинской АЭС, в составе:

- верхней плиты с опорами и стояками под технологические каналы и каналы СУЗ;
- нижней плиты с опорами;
- кожуха;
- компенсатора кожуха;
- бака биологической защиты,

признано работоспособным и соответствующим требованиям проектно-конструкторской документации.

Согласно [35], результаты, полученные в ходе выполнения работ по определению технического состояния и расчёты по обоснованию остаточного ресурса металлоконструкций реакторной установки, подтверждают возможность безопасной эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС на номинальном уровне мощности до декабря 2025 года.

Как отмечено Заявителем [35], приняты следующие значения ресурсных характеристик для металлоконструкций реакторной установки энергоблока № 2 Билибинской АЭС:

- общее количество повторений циклов «пуск-останов» за весь срок эксплуатации реакторной установки равным 125 циклам;

- величина коррозии стенки бака биологической защиты менее 5 мм за весь период эксплуатации.

В соответствии с Заключением [35.1], в результате анализа документации установлено:

- на Билибинской АЭС имеется необходимая техническая документация для осуществления эксплуатации металлоконструкций реактора ЭГП-6 энергоблока № 2 Билибинской АЭС в соответствии с требованиями проекта и нормативных документов в области атомной энергетики;
- система эксплуатации обеспечивает соблюдение установленных проектных режимов работы металлоконструкций реактора, позволяет осуществлять необходимый контроль и фиксацию эксплуатационных параметров;
- данные эксплуатационного контроля за предшествующий период свидетельствуют о технически исправном состоянии металлоконструкций реактора энергоблока № 2 Билибинской АЭС, полностью соответствующем проектным требованиям.

Согласно [35.1], при проведении работ по продлению эксплуатации реакторов ЭГП-6 свыше проектного срока 30 лет был выполнен уточненный расчёт прочности верхней плиты и кожуха с применением аттестованного ПС COSMOS/M [10д]. Расчёт элементов реактора ЭГП-6 на сейсмостойкость был выполнен с использованием ПС SOLVIA [39д], что соответствует требованиям п. 1.2.9 НП-001-15.

В соответствии с [35.1], расчёты показали, что статическая и циклическая прочность металлоконструкций реактора энергоблока № 2 Билибинской АЭС в течение срока службы 47 лет (до конца 2021 г) обеспечиваются. Кроме того, имеется возможность продления срока эксплуатации металлоконструкций до конца 2025 г. (51 год).

Согласно [35.1], сопротивление хрупкому разрушению металлоконструкций при эксплуатации реакторной установки в течение 47 лет (до конца 2021 г.) обеспечивается.

Как отмечено в [35.1], условие устойчивости кожуха выполняется со значительным запасом.

Результаты оценки прочности и работоспособности металлоконструкций энергоблока № 2 Билибинской АЭС при их дальнейшей эксплуатации до конца 2025 г. были проанализированы в разделе 10 настоящего Экспертного заключения. По результатам анализа был сделан вывод о том, что их работоспособность обеспечивается.

По результатам экспертизы замечаний нет.

5.3. Графитовая кладка реактора

В соответствии с Решением [36], на основании анализа результатов работ по определению технического состояния и обоснованию остаточного ресурса графитовой кладки реактора ЭГП-6 энергоблока № 2 Билибинской АЭС разработано Заключение о техническом состоянии и остаточном ресурсе графитовой кладки реактора ЭГП-6 энергоблока № 2 Билибинской АЭС после 2019 года [36.1]. Техническое состояние графитовой кладки признано работоспособным и исправным, факторов, препятствующих эксплуатации до 2025 года, не выявлено.

Как отмечено в [36.1], в 2011-2012 годах проведено исследование образцов (кернов), отобранных из графитовых кладок реакторов энергоблоков № 1 – 4 Билибинской АЭС. Из кладки каждого энергоблока было отобрано 10 проб (кернов) из пяти ячеек на уровне центра активной зоны. Визуальный осмотр кернов показал, что следов окисления и растрескивания нет, графит находится в хорошем состоянии.

В соответствии с [36.1], состояние графита кладок энергоблоков реакторов ЭГП-6, и в частности реактора энергоблока № 2 Билибинской АЭС, с учётом изменения механических и теплофизических свойств удовлетворительное, графит сохраняет свою работоспособность как конструкционный материал.

Согласно [36.1], проведены расчётные исследования температурных полей графитовой кладки реакторов ЭГП-6 с использованием аттестованного ПС RELAP5/mod 3.2 [9д] на срок до 50 лет эксплуатации, что соответствует требованиям п. 1.2.9 НП-001-15.

Как отмечено в [36.1], в 2012 году была выполнена оценка температурного режима графитовой кладки на срок до 50 лет эксплуатации в случае выявления возможного растрескивания графитовых блоков с учётом соответствующего изменения теплофизических свойств графита с использованием аттестованного ПС COSMOS\М [10д], что соответствует требованиям п. 1.2.9 НП-001-15.

В соответствии с [36.1], в результате оценок температурного режима графитовой кладки на срок до 50 лет эксплуатации получено:

- наличие трещины в графитовом блоке с максимальной мощностью ТВС 313,3 кВт приводит к увеличению максимального значения температуры графита не более чем на 36°C;
- максимальная величина температуры графита с учётом наличия трещины в графитовом блоке не превысит 564°C;
- наличие продольных трещин в расчетной ячейке ТВС и соседних с ней ячейках приводит к увеличению максимальной температуры графита в кладке на величину около 30°C по сравнению с вариантом с одной трещиной в единичной расчетной ячейке. Таким образом, не превышение верхнего предела эксплуатации, равного 600°C, обеспечивается.

Как отмечено в [36.1], были проведены расчеты напряжённо-деформированного состояния и формоизменения графитовых блоков реакторов ЭГП-6. С этой целью проведена адаптация программы РГБ 2.0 [40д], предназначенной для расчёта напряженно-деформированного состояния графитовых блоков промышленных уран-графитовых реакторов и РБМК-1000, для оценки напряженно-деформированного состояния графитовых блоков кладки реакторов Билибинской АЭС.

В [36.1] отмечено также, что в настоящее время начата подготовка верификационного отчёта и корректировка паспорта ПС РГБ 2.0 [40д] для её аттестации применительно к использованию при выполнении расчётов параметров напряженно-деформированного состояния графитовой кладки реакторов ЭГП-6.

Согласно [36.1], в результате расчётов получено, что терморadiационные напряжения в графитовых блоках за весь рассмотренный период эксплуатации остаются меньше предела прочности на растяжение и сжатие. Заявителем сделан вывод [36.1], что влияние рассмотренных изменений градиентов потока повреждающих нейтронов, характерных для реактора ЭГП-6, на максимальные растягивающие напряжения в графитовых блоках невелико и появления продольных трещин в дополнительный период эксплуатации не прогнозируется.

По результатам экспертизы замечаний нет.

5.4. Барабан-сепаратор

Методика и результаты обоснования работоспособности и ресурсных характеристик барабана-сепаратора в период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС приведены Заявителем в отчёте [27] и в разделе 4.1.1.1 ОУОБ [32]. Согласно [27], на основании Программы обследования, оценки технического состояния и обоснования остаточного ресурса барабана-сепаратора энергоблока № 2

Билибинской АЭС был подготовлен отчёт, целью которого являлось определение и обоснование возможности, сроков и условий дальнейшей эксплуатации барабана-сепаратора в рамках реализации работ по оценке их технического состояния и остаточного ресурса в соответствии с требованиями действующей технической документации.

В [27] отмечено, что было подготовлено Заключение о техническом состоянии и остаточном ресурсе барабана-сепаратора и было принято Решение № 1.2.2.06.001.0071-2019 о возможности, сроках и условиях дальнейшей эксплуатации барабана-сепаратора энергоблока № 2 Билибинской АЭС [38]. На основании результатов проведенных работ и указанных выше документов в [27] был сделан вывод, что в соответствии с оформленными Техническими решениями (решениями) выполнены работы по оценке технического состояния и обоснованию остаточного ресурса барабана-сепаратора энергоблока № 2 Билибинской АЭС с выявлением срока достижения предельного состояния.

В [27] отмечено, что фактическое техническое состояние барабана-сепаратора соответствует требованиям эксплуатационной, проектно-конструкторской, нормативной документации с учётом внесенных в период эксплуатации изменений и позволяет продолжить дальнейшую эксплуатацию энергоблока и обеспечить безопасность на достигнутом уровне.

В подразделе «Оценка прочности и ресурса» главы 4.1.1.1 ОУОБ [32] отмечено, что в 2018 г. были выполнены расчётные обоснования прочности и остаточного ресурса барабана-сепаратора на период эксплуатации свыше 45 лет до конца 2021 г., а также анализ возможности продления срока службы до конца 2025 г. Обоснование включает в себя оценку статической и циклической прочности, и оценку сопротивления хрупкому разрушению барабана-сепаратора, выполненные в соответствии с требованиями ПНАЭ Г-7-002-86 и РД ЭО 1.1.2.05.0330-2012.

Результаты выполненных расчётов на прочность, которые являются приложением к Решению [38], показали, что срок эксплуатации барабана-сепаратора энергоблока № 2 Билибинской АЭС может быть продлен на период до конца 2021 г. В отчётах [27, 29] также установлена возможность продления срока службы трубопроводов и барабана-сепаратора до конца 2025 г.

Рекомендации

Заявителю рекомендуется выполнить расчёт БС на сейсмические воздействия с учётом гидродинамического воздействия при сейсмических колебаниях жидкости. **(5.4-1)**

В расчёте на прочность (Приложение 7.2 к Решению [38]) указано, что расчёты БС на вибропрочность не проводились, поскольку действующие вибрационные нагрузки не превышают нормированных значений. Данное утверждение является ошибочным, поскольку действующие нормативные документы не содержат нормированных значений вибрационных нагрузок. В обоснование отказа от расчёта на вибропрочность Заявителю рекомендуется указать значения вибрационных нагрузок, действующих на БС при эксплуатации. **(5.4-2)**

В документах Заявителя [26, 27, 32, 38] не указаны ресурсные характеристики и величина остаточного ресурса барабана-сепаратора. **(5.4-3)**

5.5. Основной циркуляционный контур

В соответствии с Решениями [37, 39, 40], заключениями [37.1, 39.1, 40.1] и расчётами прочности [37.3, 39.3, 40.3], разработка которых предусмотрена Программами [37.2, 39.2, 40.2], срок службы трубопроводов ОЦК энергоблока № 2 Билибинской АЭС продлен до 31.12.2026. ОЦК энергоблока № 2 Билибинской АЭС включает в себя следующие трубопроводы: магистральные трубопроводы и групповые коллекторы; трубопровод питательной воды; рабочие трубопроводы от стояков ВП до коллекторов.

Основные положения и руководства к проведению работ по обследованию, оценке технического состояния и обоснования остаточного ресурса трубопроводов ОЦК изложены в Программах [37.2, 39.2, 40.2]. Содержание Программ [37.2, 39.2, 40.2] соответствует положениям п. 7.5 СТО 1.1.1.01.007.0281-2010.

Результаты работ по обследованию, оценке технического состояния и обоснования остаточного ресурса трубопроводов ОЦК приведены в заключениях [37.1, 39.1, 40.1]. Содержание Заключений [37.1, 39.1, 40.1] соответствует положениям пп. 7.9.1 – 7.9.5 СТО 1.1.1.01.007.0281-2010. Согласно приведенным в заключениях [37.1, 39.1, 40.1] результатам контроля, установлено следующее:

- при выполнении ВИК и КК основного металла и СС трубопроводов ОЦК дефектов не обнаружено;
- фактическая толщина основного металла трубопроводов ОЦК, полученная по результатам УЗТ, удовлетворяет условиям прочности;
- при выполнении УЗК СС трубопроводов ОЦК дефектов не обнаружено;
- фактические и прогнозируемые на момент окончания продлеваемого срока службы механические свойства основного металла и СС трубопроводов ОЦК, рассчитанные по результатам ИТ, соответствуют требованиям ПНАЭ Г-7-002-86.

В соответствии с п. 7.1 Программ [37.2, 39.2, 40.2] разработаны расчётные обоснования прочности трубопроводов ОЦК [37.3, 39.3, 40.3]. В [37.3, 39.3, 40.3] отсутствуют следующие виды расчётов:

- на устойчивость, поскольку на трубопроводы ОЦК не воздействует наружное давление и общие сжимающие нагрузки (соответствие требованиям п. 5.5.1.1 ПНАЭ Г-7-002-86 и положениям п. 4.6.1.1 РД ЭО 1.1.2.05.0330-2012);

- на длительную циклическую и статическую прочность, поскольку рабочая температура трубопроводов ОЦК ниже температуры начала ползучести (соответствие требованиям п. 5.7.1 и п. 5.9.1 ПНАЭ Г-7-002-86);
- на сопротивление хрупкому разрушению, поскольку для материала трубопроводов ОЦК и их толщин стенок выполняются условие п. 5.8.1.9 ПНАЭ Г-7-002-86 и п. 4.7.3.3 РД ЭО 1.1.2.05.0330-2012;
- на прогрессирующее формоизменение в связи с отсутствием существенных неравномерных температурных нагрузок и отсутствия эксплуатационных требований к изменениям формы элементов трубопроводов (соответствие требованиям п. 5.10.1 ПНАЭ Г-7-002-86).

В [37.3, 39.3, 40.3] приведены следующие виды расчётов трубопроводов ОЦК – на статическую прочность, на циклическую прочность и на прочность при сейсмических воздействиях. Необходимые для выполнения расчётного обоснования прочности физико-механические характеристики материалов трубопроводов приняты в [37.3, 39.3, 40.3] в соответствии с Приложением 1 к ПНАЭ Г-7-002-86.

Номинальные допускаемые напряжения определены Заявителем [37.3, 39.3, 40.3] в соответствии с требованиями п. 3.4 ПНАЭ Г-7-002-86. Расчёт напряжений в элементах трубопроводов ОЦК выполнен [37.3, 39.3, 40.3] в трёхмерной постановке задачи с использованием аттестованного программного комплекса dPipe [35д], что соответствует требованиям п. 1.2.9 НП-001-15.

Анализ статической прочности и прочности трубопроводов ОЦК при сейсмических воздействиях выполнен в расчётах [37.3, 39.3, 40.3] в соответствии с требованиями разделов 5.4, 5.11 ПНАЭ Г-7-002-86, раздела 5 НП-031-01 и положений п. 4.5 и п. 4.11 РД ЭО 1.1.2.05.0330-2012 по расчётным группам категорий напряжений: $(\sigma)_1$, $(\sigma)_2$, $(\sigma)_{RV}$, $(\sigma_s)_1$, $(\sigma_s)_2$.

Приведенное в расчётах [37.3, 39.3, 40.3] сопоставление фактических значений указанных расчётных групп напряжений с их допускаемыми значениями показало, что для всех рассмотренных сочетаний сейсмических и статических нагрузок во всех элементах трубопроводов ОЦК фактические значения напряжений не превышают их допускаемых значений. На основании результатов расчётов [37.3, 39.3, 40.3] Заявителем сделан обоснованный вывод о том, что статическая прочность и прочности трубопроводов ОЦК при сейсмических воздействиях обеспечена.

Анализ циклической прочности трубопроводов ОЦК Заявителем [37.3, 39.3, 40.3] в соответствии с требованиями раздела 5.6 ПНАЭ Г-7-002-86 и раздела 4.9 РД ЭО 1.1.2.05.0330-2012. Приведенные в [37.3, 39.3, 40.3] результаты расчётов показали, что за период эксплуатации 60 лет накопленное циклическое повреждение металла трубопроводов ОЦК не превысит допускаемого ПНАЭ Г-7-002-86 и РД ЭО 1.1.2.05.0330-2012 предельного значения, равного единице. В связи с этим в [37.3, 39.3, 40.3] сделан обоснованный вывод о том, что условия циклической прочности для трубопроводов ОЦК выполнены.

На основании положительных результатов контроля и расчётных обоснований прочности в Заключениех [37.1, 39.1, 40.1] сделан вывод о работоспособном и исправном состоянии трубопроводов ОЦК, подтверждающем возможность эксплуатации трубопроводов с учётом их ремонтпригодности до 31.12.2026:

- при соблюдении условий и режимов эксплуатации, предусмотренных ПКД, эксплуатационной документацией, федеральными нормами и правилами в области использования атомной энергии;
- при соблюдении периодичности и объёмов эксплуатационного контроля и ТОиР в соответствии с требованиями действующей нормативной и эксплуатационной документации;

- при соблюдении периодичности и объёма мониторинга параметров, определяющих состояние материала элементов трубопроводов.

На основании положительных выводов о техническом состоянии и остаточном ресурсе трубопроводов ОЦК, приведенных в Заключениех [37.1, 39.1, 40.1], разработаны Решения [37, 39, 40], согласно которым трубопроводы ОЦК допущены к дальнейшей эксплуатации, и срок их службы продлен до 31.12.2026 (соответствие требованиям п. 39 НП-096-15).

Содержание Решений [37, 39, 40] соответствует положениям п 7.11 СТО 1.1.1.01.007.0281-2010.

Редакционное замечание

В Решении [39] и в Заключение [39.1] не приведены ресурсные характеристики трубопроводов. **(5.5-1)**

Рекомендация

Заявителю рекомендуется приложить расчётное обоснование прочности опорных конструкций трубопроводов ОЦК на продленный срок эксплуатации, предусмотренное Программой [40.2], к паспорту указанных трубопроводов. **(5.5-2)**

5.6. Бак биологической защиты

Решением [35] техническое состояние бака биологической защиты, являющегося элементом металлоконструкции реакторной установки ЭГП-6, признано работоспособным и соответствующим требованиям проектно-конструкторской документации. Решением [35] срок эксплуатации металлоконструкций установлен до 31.12.2025. Решение [35] принято на основании результатов работ по определению технического состояния и обоснованию остаточного ресурса, представленных в документах:

- СТО 1.1.1.01.007.0281-2010 «Управление ресурсными характеристиками элементов энергоблоков атомных станций»;

- РД ЭО 0446-03 «Программа-методика определения технического состояния и обоснования остаточного ресурса металлоконструкций реакторных установок ЭГП-6 энергоблоков Билибинской АЭС»;
- Расчётное обоснование прочности и ресурса металлоконструкций РУ ЭГП-6 блока № 2 Билибинской АЭС при эксплуатации свыше 45 лет. Технический отчёт № 64873-2.2-2018;
- Заключение о техническом состоянии и остаточном ресурсе металлоконструкций реакторной установки ЭГП-6 энергоблока № 2 Билибинской АЭС при эксплуатации свыше 45 лет.

Обоснование возможности продления срока службы ББЗ включает в себя оценку статической и циклической прочности, оценку сопротивления хрупкому разрушению и оценку устойчивости. В Заключение о техническом состоянии и остаточном ресурсе металлоконструкций реакторной установки ЭГП-6 энергоблока № 2 Билибинской АЭС при эксплуатации свыше 45 лет, которое является приложением к Решению [35], указано, что работы по обоснованию прочности и ресурса выполнены с применением критериев и требований нормативных документов ПНАЭ Г-7-002-86, НП-031-01, РД ЭО 1.1.2.05.0330-2012 и с соблюдением регламентирующих положений, установленных в НП-017-18, СТО 1.1.1.01.006.0327-2015, СТО 1.1.1.01.007.0281-2010 и РД ЭО 0446-03.

В Заключении [35] учтены результаты комплексного обследования энергоблока № 2 Билибинской АЭС [24], выполненного в 2017 году, а также выполненных Заявителем расчётов прочности и ресурса металлоконструкций.

Выбор критериев оценки прочности ББЗ определяется требованиями сохранения его работоспособности и безопасности в процессе эксплуатации. Соответствие ББЗ критериям прочности устанавливается на основе выполнения расчётов на статическую прочность, устойчивость и сопротивление хрупкому разрушению. Согласно Заключению [35],

обоснование прочности и ресурса ББЗ выполнено с применением критериев и требований нормативных документов ПНАЭ Г-7-002-86, НП-031-01 и РД ЭО 1.1.2.05.0330-2012.

В разделе 4.3.4 Заключения [35] указано, что, поскольку основным повреждающим фактором для ББЗ является общая коррозия металла, расчёты на статическую прочность выполнялись с учётом уменьшения стенки внутренней обечайки на 2 мм.

Приведенные в п. 4.3.4.8 Заключения [35] результаты оценки статической прочности показали, что статическая прочность до конца 2025 г. обеспечена, поскольку во всех расчётных точках ББЗ напряжения меньше допускаемых ПНАЭ Г-7-002-86 значений.

В п. 4.3.4.3 Заключения [35] указано, что в связи с тем, что в процессе эксплуатации ББЗ не подвергается действию циклических нагрузок, расчёт ББЗ на циклическую прочность не выполнялся.

В п. 4.3.4.8 Заключения [35] указано, что поскольку расчетные значения минимального коэффициента запаса устойчивости как при нормальных условиях эксплуатации, так и при сейсмических нагрузках более чем в 10 раз превышают допустимые значения, то условия устойчивости обеспечиваются для ББЗ до конца 2025 г.

В п. 4.4.17 Заключения [35] указано, что расчёт металла ББЗ на сопротивления хрупкому разрушению не выполнялся, поскольку указанное в таблице 4.11 [35] максимальное значение флюенса нейтронов ниже 10^{18} см^{-2} .

По результатам экспертизы замечаний нет.

5.7. Оценка результатов исследований облученных образцов графита

Согласно Технической справке [47], в 2018 году была выполнена работа по подтверждению работоспособности и остаточного ресурса графитовой

кладки на период дополнительного срока эксплуатации энергоблока до 2021 года, а также определение условий, обеспечивающих обоснование продолжение безопасной эксплуатации графитовой кладки реактора энергоблока № 2 Билибинской АЭС до 2025 года, включительно.

Как указано Заявителем [47], для демонстрации динамики изменения свойств графита со временем и при нарастании флюенса быстрых нейтронов, приведены результаты исследований графитовых кернов, отобранных из кладок энергоблоков № 1÷4 Билибинской АЭС в 2010 г. и 2011 г. Полученные данные по изменениям свойств графита реакторов Билибинской АЭС в течение продленного срока эксплуатации и за последние 7÷8 лет эксплуатации являются основанием для прогноза состояния графита на конец рассматриваемого в настоящее время срока продления энергоблока № 2 Билибинской АЭС – до 2025 года.

В соответствии с [47], анализируя полученные результаты по исследованию кернов графита, взятых из кладки энергоблоков № 1 – 4 Билибинской АЭС в 2010-2011 годы, можно сделать следующее заключение о состоянии графита кладок:

- визуальный осмотр кернов показал, что следов окисления и растрескивания нет. Графит находится в хорошем состоянии;
- изменения всех физико-механических свойств графита кернов происходят в соответствии с общими закономерностями изменения свойств графита для этих условий облучения;
- плотность графита возрастает (до 4 %), и тенденции к её уменьшению не наблюдается. Это свидетельствует о том, что графит кладок ещё находится в стадии усадки, и стадия его «вторичного распухания» не наступила;
- прочностные характеристики графита также возрастают;

- абсолютные значения модуля упругости для подавляющего числа кернов лежат в интервале значений $8\div 9$ ГПа при исходном значении 5 ГПа для образцов перпендикулярной вырезки, увеличение составило – 70 %;
- прочность графита также возрастает до 35 МПа при исходном значении 26 МПа для образцов перпендикулярной вырезки;
- величина удельного электросопротивления возросла;
- величина коэффициента теплопроводности резко уменьшилась и находится в стадии насыщения, что также находится в согласии с общими закономерностями изменения этого параметра при облучении. Стадии вторичного снижения теплопроводности не наступило.

Согласно [47], в ходе анализа полученных результатов по исследованию кернов графита, взятых из кладки энергоблока № 2 Билибинской АЭС, можно сделать заключение о состоянии графита кладки этого энергоблока на текущий момент:

- визуальный осмотр кернов показал, что следов окисления и растрескивания нет. Графит находится в хорошем состоянии;
- изменения всех физико-механических свойств графита кернов происходят в соответствии с общими закономерностями изменения свойств графита для рассматриваемых условий облучения;
- плотность графита возрастает, и тенденции к её уменьшению не наблюдается. Это свидетельствует о том, что графит кладок все еще находится в стадии усадки, и стадия его «вторичного распухания» не наступила;
- абсолютные значения модуля упругости для всех исследованных кернов лежат в интервале значений $7,0\div 10,4$ ГПа. При максимально накопленном флюенсе нейтронов относительное увеличение модуля упругости составило $80\div 100$ %;

- величина удельного электрического сопротивления, в среднем, немного возросла. Для всех графитовых блоков, среднее значение величины удельного электросопротивления находится на стадии насыщения;
- относительное увеличение удельного электрического сопротивления графита кернов для всех ячеек составляет 150÷250 %, что также соответствует имеющимся данным для условий облучения графита в температурном интервале 450÷500 °С.

Таким образом, на основании результатов исследований графитовых кернов из графитовой кладки реактора энергоблока № 2 Билибинской АЭС и их анализа Заявителем сделано заключение о том, что [47]:

- для графитовой кладки энергоблока № 2 Билибинской АЭС все установленные в МТ 1.2.3.06.0127-2012 критерии работоспособности удовлетворяются;
- подтверждена возможность безопасной эксплуатации графитовой кладки энергоблока № 2 Билибинской АЭС в продленный срок эксплуатации, до 2025 года, включительно.

По результатам экспертизы замечаний нет.

5.8. Силовые и контрольные кабели

Согласно представленной в Техническом решении [52] информации, для продления срока эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС сверх назначенного срока выполнено комплексное обследование, что соответствует требованиям п. 8 НП-017-18. При обследовании кабельного хозяйства энергоблока, в соответствии с требованиями п. 13 НП-017-18, определялись [52, 24]:

- техническое состояние силовых и контрольных кабелей;
- кабели, выработавшие свой ресурс и подлежащие замене;

- кабели, ресурс которых не исчерпан и эксплуатация которых может быть продолжена на определенный период времени;
- кабели, ресурс которых не исчерпан, но замена которых потребуется в период назначенного или дополнительного срока эксплуатации согласно графику замены.

Результаты проведенного контроля силовых и контрольных кабелей с учётом выполненных модернизаций приведены в заключении, которое представлено в Приложении 2 к Техническому решению [52] и в подразделе 5.5.14 отчёта [52.2]. Согласно Приложению 2 [52], в соответствии с требованиями п. 10 НП-017-18 была разработана Программа обследования технического состояния и оценки остаточного ресурса силовых и контрольных кабелей энергоблока № 2 Билибинской АЭС [52.1]. Согласно [52.1], целью проведения обследования кабелей энергоблока № 2 Билибинской АЭС, в соответствии с требованиями п. 8 НП-017-180, являлась диагностика состояния (определение фактического технического состояния и определение срока эксплуатации) кабелей, определение условий и возможностей по обеспечению надёжной эксплуатации кабельных линий в повторный дополнительный срок эксплуатации энергоблока. В Программе [52.1] сформулированы требования к организации, порядку проведения обследования кабельного хозяйства и отчётной документации.

Результаты обследования, оценки технического состояния и остаточного ресурса кабельного хозяйства энергоблока № 2 Билибинской АЭС представлены в отчёте [52.2], содержащем, в соответствии с разделами 3, 4 РБ-029-04, следующую информацию:

- краткое описание используемых на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС кабелей;
- информацию о методиках определения остаточного ресурса и срока эксплуатации;

- результаты и выводы о результатах проведенного обследования;
- выводы о фактическом состоянии силовых и контрольных кабелей;
- рекомендации по реализации мер необходимых для обеспечения работоспособности и надежности силовых и контрольных кабелей.

Согласно представленной в [52.2] информации, при выполнении работ по Программе [52.1] проводилась диагностика состояния (определение фактического технического состояния) и определение срока эксплуатации кабельного хозяйства, определение условий и возможностей по обеспечению надежной эксплуатации кабельных линий в дополнительный срок эксплуатации. При дополнительном обследовании кабельного хозяйства ЦТАИ Заявителем были выполнены следующие работы:

- идентификация кабелей энергоблока по типу и выполняемым функциям на основе анализа эксплуатационной документации, опроса персонала, визуального осмотра кабельных трасс;
- анализ эксплуатационной документации для установления типичных повреждений кабелей при эксплуатации и при испытаниях;
- анализ истории эксплуатации кабелей;
- определение и анализ условий эксплуатации кабелей;
- предварительные оценки старения кабелей;
- выбор представительных кабелей СБ и СВБ для проведения контроля состояния неразрушающими методами;
- контроль состояния кабелей неразрушающими методами;
- испытания представительных образцов кабелей и микрообразцов полимерной кабельной изоляции в лабораторных условиях;
- разработка отчётных материалов о фактическом техническом состоянии и сроке службы силовых и контрольных кабелей энергоблока с

рекомендациями для дальнейшей эксплуатации кабелей в дополнительный период эксплуатации;

- подготовка заключений и проектов решений о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации кабелей на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС.

Согласно [52.2], выбор представительных кабелей для диагностики состояния включал в себя несколько процедур:

- идентификация кабелей (по выполняемым функциям и по типам) на основе анализа эксплуатационной документации, опроса персонала, визуального осмотра кабельных трасс;
- анализ эксплуатационной документации для установления типичных повреждений кабелей при эксплуатации и при испытаниях;
- определение условий и режимов эксплуатации кабелей, определяющих, как правило, старение кабелей.

В разделе 4 [52.2] представлена информация о диагностике технического состояния силовых кабелей с пластмассовыми оболочкой и изоляцией, в том числе:

- об определении технического состояния кабелей в лаборатории методом микрообразцов;
- об измерении механических характеристик оболочек кабелей электрическими методами (методами измерения восстановленного напряжения, временной рефлектометрии, измерения сопротивления изоляции и расчета абсорбционных характеристик).

Результаты вышеуказанных испытаний приведены в разделах 4, 5 [52.2]. По результатам обследования Заявителем были сделаны, в частности, следующие выводы [24, 52]:

- кабельное хозяйство относится к восстанавливаемым и заменяемым элементам;
- техническое состояние кабельных линий обеспечивает работоспособность и требуемую надёжность кабельного хозяйства в период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС.

В разделах 4.3, 5.3 [52.2] сделан вывод о возможности продления срока эксплуатации силовых и контрольных кабелей. Анализ представленной в [52.2] информации показал, что при обосновании возможности продления срока эксплуатации кабельного хозяйства энергоблока № 2 Билибинской АЭС учитывались механизмы деградации изоляционных и защитных характеристик кабелей, что соответствует требованиям п. 16 НП-017-18. При этом, в соответствии с требованиями п. 35 НП-096-15, на основании анализа скорости деградации изоляции в отчёте [52.2] сформулированы необходимые корректирующие меры при эксплуатации силовых и контрольных кабелей.

Результаты работ по обоснованию продления срока службы кабельного хозяйства приведены в Приложении 2 [52]. Согласно представленной информации:

- расчётный срок службы большинства кабелей типа КВВГ, ААШВ – до 31.12.2025;
- расчётный срок службы большинства кабелей типа АВВГ, АВВБ – до 31.12.2022;
- в период 2019÷2020 гг. требуется замена кабелей типа КВВГнг позиций НОС 2Б, АПЭН 2, 1РР2 вв.2 и типа АВВГ позиций 2АВ1, 2АВ2, 2АВ4, 2АВ5;
- в период 2019÷2020 гг. требуется замена кабелей типа ААШВ позиций 219НН1А вв.2, 221БЩУ-1 вв.1, НРО2 вв.2.

Также в разделе 6 Приложения 2 [52] сформулированы рекомендации по дополнительному контролю силовых и контрольных кабелей. Заявителем установлен срок повторной оценки технического состояния и остаточного ресурса кабельного хозяйства энергоблока № 2 Билибинской АЭС – до 31.12.2023. С учётом вышесказанного, в [52] при обосновании продления срока службы силовых и контрольных кабелей выполнены требования п. 37 НП-096-15.

На основании выполненных работ, в соответствии с требованиями п. 39 НП-096-15 разработано Техническое решение [52] о возможности, сроках и условиях дальнейшей эксплуатации силовых кабелей энергоблока № 2 Билибинской АЭС. Согласно [52], срок, в течение которого обоснована эксплуатация силовых и контрольных кабелей, устанавливается до 31.12.2025.

Рекомендация

В выводах Технического решения [52] не учтены результаты работ по обследованию и обоснованию срока службы следующих кабелей:

- типа КВВГнг позиций НОС 2Б, АПЭН-2, 1РР2 вв.2, типа АВВГ позиций 2АВ1, 2АВ2, 2АВ4, 2АВ5, типа ААШВ позиций 219НН1А вв.2, 221БЩУ-1 вв.1, НРО2 вв.2, (согласно Приложению 2 [52], в период 2019÷2020 гг. требуется замена указанных кабелей).;
- типа АВВГ, АВВБ (согласно Приложению 2 [52], расчётный срок службы данных кабелей определён до 31.12.2022).

Заявителю рекомендуется выполнить замену кабелей указанного типа и представить отчётные документы после завершения работ. **(5.8-1)**

Выводы и предложения по разделу 5

1. Обоснование продления срока службы до 2034 года, включительно, строительных конструкций главного корпуса Билибинской АЭС I и II

категории ответственности за ядерную и радиационную безопасность [51], включая вентиляционную трубу энергоблоков № 1 и № 2 Билибинской АЭС [56], соответствует требованиям федеральных норм и правил.

2. Обоснование работоспособности и ресурсных характеристик основного оборудования энергоблока № 2 Билибинской АЭС:

- металлоконструкций реактора [35];
- бака биологической защиты [35];
- барабана-сепаратора [38];
- основного циркуляционного контура [37, 39, 40];
- силовых и контрольных кабелей [52],

соответствует требованиям федеральных норм и правил. Заявителем подтверждена безопасность эксплуатации указанного оборудования энергоблока № 2 Билибинской АЭС в продлённый срок эксплуатации до 2025 года, включительно, при условии выполнения замены кабелей, срок службы которых, согласно Техническому решению [52], истекает в 2020 – 2022 гг.

3. Обоснование работоспособности и ресурсных характеристик графитовой кладки реактора энергоблока № 2 Билибинской АЭС [36] соответствует требованиям федеральных норм и правил. Результатами исследований облучённых образцов графита [47] подтверждена безопасность эксплуатации графитовой кладки энергоблока № 2 Билибинской АЭС в продлённый срок эксплуатации до 2025 года, включительно.

4. Заявителю предлагается учесть редакционные замечания и принять во внимание рекомендации данного раздела настоящего Экспертного заключения.

6. Детерминистический анализ безопасности энергоблока в период повторного дополнительного срока эксплуатации

6.1. Методология детерминистического анализа безопасности (критерии приемлемости, исходные данные, программные средства и расчётные схемы, использованные для анализа)

В разделе 5.1 ОУОБ [32], согласно положениям п. 2.6.1 РБ-001-05, Заявителем представлен детерминистический анализ безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС. Как указано в п. 5.1.1 [32], анализ переходных процессов проводился как минимум для двух вариантов – при проектном функционировании основных систем и оборудования, и, в соответствии с принципом консервативного подхода, с учётом наиболее неблагоприятных отказов, что соответствует требованиям п. 1.2.9 НП-001-15. Целью первого анализа являлась проверка достаточности проектных средств для обеспечения безопасности РУ, целью второго – выявление возможных дефицитов безопасности.

При выборе путей развития аварии на ИС накладывался [32], во-первых, независимый от ИС отказ любого из следующих элементов СБ – активного элемента или пассивного элемента, имеющего механические движущиеся части, или пассивного элемента без движущихся частей, имеющего вероятность невыполнения функции безопасности 10^{-3} и более, или одна независимая от ИС ошибка персонала. Во-вторых, дополнительно учитывались все отказы, являющиеся следствием принятого независимого отказа и являющиеся следствием исходного события, а также необнаруживаемые при эксплуатации АС отказы элементов, влияющие на развитие аварии. Такой подход к анализу проектных аварий соответствует требованиям п. 1.2.12 НП-001-15.

В соответствии с принципом консервативного подхода (требования п. 1.2.9 НП-001-15), при выборе отказов [32] в первую очередь принимались

такие отказы, которые создают наихудшие условия протекания аварии для РУ, т.е. отказы, приводящие к полной потере теплоносителя, прекращению подачи питательной воды, отказы, усложняющие останов реактора. При разработке сценария развития аварии учитывалась возможность нахождения во время аварии отдельного оборудования и систем аварийного, а также смежного энергоблоков в регламентном ремонте [2] и, согласно требованиям НП-001-15, неготовность оборудования, выведенного в ремонт, не принималось в качестве отказа.

Моделирование аварийных процессов [32] производилось на отрезке времени, достаточном для перехода РУ в новое безопасное стационарное состояние, либо достижения процесса устойчивого расхолаживания, обеспеченного необходимыми запасами воды и работоспособными средствами её подачи в ОЦК.

В качестве критериев приемлемости при проведении детерминистического анализа безопасности Заявителем принимались определенные значения, характеризующие целостность барьеров безопасности [32]. Для анализа нарушений нормальной эксплуатации и проектных аварий оценивалась целостность следующих барьеров безопасности [32] – топливная матрица, оболочка твэла, ОЦК, графитовая кладка, реакторное пространство, система локализации «мокрой» аварии, биологическая защита.

В качестве критерия целостности топливной матрицы Заявителем консервативно принято непревышение температуры плавления магниевой матрицы топливной композиции 650°C (плавление магниевой матрицы означает лишь потерю работоспособности твэла при сохранении целостности его оболочек) [32].

Целостность оболочки твэла обеспечивается, если её температура не превышает 930°C при номинальном давлении теплоносителя в ОЦК или 1100°C при атмосферном давлении.

В качестве критерия целостности ОЦК по давлению теплоносителя в ОЦК [32] консервативно принято значение 7,2 МПа, численно равное 1,15 от рабочего давления, что соответствует требованиям п. 206 НП-089-15.

В качестве критерий целостности графитовой кладки консервативно принято непревышение её температурой значения 750°C [32], при котором графит начинает интенсивно окисляться в присутствии кислорода.

Целостность кожуха реактора определяется условиями прочности его наиболее слабого элемента – компенсатора. Минимальное значение внутреннего давления, при котором возможно разрушение кожуха равно 0,34 МПа. Указанное значение, согласно ОУОБ [32], получено на основании прочностных оценок, выполненных для определения предельного давления в реакторном пространстве, приводящего к повреждению металлоконструкций реактора.

Все перечисленные выше критерии являются консервативными величинами, непревышение которых гарантированно обеспечивает целостность барьеров безопасности. Превышение какой-либо величины не означает обязательное разрушение физического барьера. Для реальной оценки его состояния в этом случае требуется более подробный анализ.

В качестве исходного состояния Заявителем принималось [32] стационарное состояние при работе РУ на номинальном уровне мощности 62 МВт (тепл.). В ОУОБ [32] на рисунке 5.1.3-1 представлена принципиальная схема РУ ЭГП-6. На схеме изображены основное оборудование, системы безопасности, указаны высотные отметки расположения элементов РУ, диаметры трубопроводов, арматура и др.

Пунктиром показаны сечения разрывов, принятых при анализе аварий с потерей теплоносителя.

Основной особенностью технологической схемы РУ является использование естественной циркуляции теплоносителя для отвода тепла от активной зоны. Работа реакторной установки организована по схеме прямого цикла с генерацией насыщенного пара при естественной циркуляции кипящей воды на всех уровнях мощности.

Основной циркуляционный контур РУ не имеет арматуры и секционирован на шесть независимых групповых петель со своими группами ТВС каждая, замкнутых на барабан-сепаратор. Питательная вода и вода от систем аварийного расхолаживания подается в каждую групповую петлю. Сборные коллекторы групповых петель подсоединены к перепускному коллектору, обеспечивающему подачу воды к группе ТВС, если раздаточный коллектор этой группы разрушен.

ТВС и каналы СУЗ охлаждаются различными независимыми контурами. При этом ячейки СУЗ чередуются в графитовой кладке с ячейками ТВС.

Конструктивной особенностью РУ ЭГП-6 [32] является наличие ещё одного эффективного поглотителя тепла – графитовой кладки. Значительная масса графита (замедлителя и отражателя) при достаточно высокой теплопроводности твэлов трубчатого типа и относительно небольшом термическом сопротивлении между твэлами и графитом обладает существенной теплоёмкостью, значительно превышающей теплоёмкость топлива, и является эффективным поглотителем тепла. При работе реактора на мощности тепло, выделяющееся в графитовой кладке за счёт замедления нейтронов и поглощения гамма-излучения (до 8,7% от мощности реактора), отводится, главным образом, к теплоносителю в ТВС и частично к охлаждающей воде каналов СУЗ, нижней плиты реактора, бака биологической защиты и по другим каналам. Перечень исходных событий

представлен в п. 5.1.4 [32]. Как указано в п. 5.1.5 [32], расчётный анализ выполнялся с учётом отклонений, включая несимметричное положение втулки ТВС относительно блока, появление трещин в графитовых блоках и появление дефектов ББЗ.

В соответствии с требованиями п. 1.2.9 НП-001-15, нейтронно-физические расчёты выполнены с помощью аттестованного программного средства ACADEM [31д], теплогидравлические расчёты изменения основных параметров РУ в процессе развития аварии выполнялись с помощью аттестованной для РУ с ЭГП-6 расчётной программы улучшенной оценки RELAP5/mod 3.2 [9д], расчёты температурного состояния и прочности – по аттестованному программному комплексу COSMOS/M [10д], адаптированным для расчётов канальных реакторов типа ЭГП-6, что соответствует требованиям п. 1.2.9 НП-001-15 и п. 2.1.15 НП-082-07.

Согласно ОУОБ [32], расчётные модели для проведения детерминистического анализа безопасности разработаны Заявителем с учётом фактического состояния энергоблока № 2 Билибинской АЭЭС и выполненных модернизаций и замены оборудования.

В соответствии с требованиями п. 2.1.8 НП-082-07, в Извещении [68] представлена классификация проектных и запроектных аварий по частоте возникновения и по тяжести последствий. Согласно разделу 5.6 [68], классификация проектных и запроектных аварий выполнялась в соответствии с рекомендациями РБ-028-04.

Для анализа использовались результаты ВАБ Билибинской АЭС, критерии оценки из таблиц, рекомендованных в РБ-028-04, и перечни ИС, включенные в ОУОБ Билибинской АЭС [32].

В таблице 5.6.2.1 [68] приведены значения качественного и количественного критериев возникновения условий для наступления радиационных последствий, которые приняты в соответствии с таблицей 6.3

РБ-028-04. Всего выделены четыре класса по частоте возникновения условий для наступления радиационных последствий.

В таблице 5.6.2.2 [68] указаны категории значимости радиационных последствий, которые приняты в соответствии с таблицей 6.4 РБ-028-04. Всего выделено три класса радиационных последствий.

На основании анализа [68] Заявителем показано, что в проекте Билибинской АЭС события с высокой частотой (класс 1 – 3 по частоте возникновения) имеют незначительные радиационные последствия (класс 1 и 2 по последствиям), а высокие радиационные последствия (класс 3 по последствиям) возможны только для маловероятных аварий (класс 4 по частоте возникновения).

Извещением [68] в раздел 5.1 ОУОБ [32] внесено дополнение, согласно которому в детерминистическом анализе ННЭ и проектных аварий при достижении уставок учитывалось автоматическое срабатывание аварийной защиты АЗ и переход реактора в подкритическое состояние. В главе 2 ОУОБ [32] показано, что системы остановки реактора, выполняющие функцию АЗ, без одного наиболее эффективного рабочего органа, обладают быстроедействием, достаточным для перевода реактора в подкритическое состояние без нарушения пределов безопасной эксплуатации при нарушениях нормальной эксплуатации и эффективностью, достаточной для перевода реактора в подкритическое состояние и поддержания его в этом состоянии при нарушениях нормальной эксплуатации и проектных авариях, что соответствует требованиям п. 2.3.2.2 НП-082-07.

Согласно изменениям, вносимым Извещением [68] в п. 5.1.5.1, 5.1.5.2 ОУОБ [32], установлен новый предел безопасной эксплуатации по температуре графита, равный 660 °С. Это значение принято в качестве проектного предела (критерия успешности) в детерминистическом анализе безопасности нарушений нормальной эксплуатации, связанных с

несимметричным положением втулки ТВС относительно графитового блока и с появлением трещин в графитовых блоках. В тоже время, в п. 2.5 ОУОБ [32] указано, что в качестве проектного предела для графитовой кладки во всех режимах эксплуатации (включая проектные аварии) установлена температура 600°C. В таблице 2.5.2.8 ОУОБ [32], в качестве предела безопасной эксплуатации по температуре графита также указана температура 600°C.

Замечание

Анализ проектных и запроектных аварий [32] не сопровождается оценками погрешностей и неопределённостей результатов расчёта, что не соответствует требованиям п. 1.2.9 НП-001-15. **(6.1-1)**

6.2. Анализ нарушений нормальной эксплуатации и проектных аварий

6.2.1. Температурный режим графитовой кладки при нарушениях нормальной эксплуатации

В разделе 5.1.5 главы 5 и в разделе 2.5.5 Приложения 2 к ОУОБ [32] Заявителем представлено обоснование температурного режима графитовой кладки с учётом возможных отклонений состояния элементов РУ при нормальной эксплуатации. Рассмотрены следующие нарушения нормальной эксплуатации, которые могут привести к превышению эксплуатационного предела 600°C по температуре графита кладки [32]:

- несимметричное положение втулки ТВС по отношению к графитовому блоку;
- растрескивание графитовых блоков кладки.

В соответствии с требованиями п. 1.2.9 НП-001-15 и п. 2.1.15 НП-082-07, теплогидравлические расчёты изменения основных параметров РУ в переходных процессах выполнялись с помощью аттестованной для РУ с

ЭГП-6 расчётной программы RELAP5/mod 3.2 [9д], расчёты прочности и температурного состояния элементов ТВС и графитового блока – по программному комплексу COSMOS/M [10д], адаптированным для расчётов канальных реакторов типа ЭГП-6. Обоснование расчётной модели РУ с ЭГП-6 представлено в разделе 2.5.4 Приложения 2 к ОУОБ [32] и было ранее рассмотрено в Экспертном заключении [11д], по результатам оценки сделаны выводы о применимости методологии ДАБ для анализа проектных аварий РУ с ЭГП-6.

При анализе температурного режима графитовой кладки в условиях несимметричного положения втулки ТВС по отношению к графитовому блоку и с учётом растрескивание графитовых блоков кладки объектом анализа является температурное поле графитовой кладки в состоянии, когда флюенс нейтронов близок к его максимально критическому значению, а температура – к максимальной температуре нормальной эксплуатации на номинальной мощности. Заявителем были приняты следующие исходные данные для анализа [32]:

- максимальная мощность ячейки ТВС – 313,3 кВт;
- среднее энерговыделение в ячейке СУЗ – 11,470 кВт;
- энерговыделение в графитовом блоке отражателя – 1,176 кВт;
- энерговыделение в кожухе реактора – 10,945 кВт;
- номинальное значение зазора втулка-блок – 0,25 мм;
- максимальное значение зазора втулка-блок – 0,48 мм.

В расчёте [32] анализ проводился для двух вариантов доли энерговыделения в графите блока ТВС от полной мощности ячейки: $n = 0,08$ (проектное значение) и $n = 0,06$ (реалистичное значение).

Заявителем были выполнены вариантные расчёты, которые учитывали различные положения втулки ТВС и расположение трещин в графитовом

блоке. По результатам расчётного анализа было проведено сравнение с эксплуатационным пределом по температуре графита, установленным в Технологическом регламенте [2] – 600 °С.

Из сравнения результатов расчёта [32] было получено, что положение эксцентриситетов (к центру активной зоны или к периферии) практически не влияет на уровень температур. Наличие эксцентриситетов до касания с блоком улучшает теплоотвод от графита втулки за счёт перетоков тепла по графиту. В результате максимальное значение температуры графита втулки ТВС в расчётной ячейке по сравнению с симметричным положением втулки снижается с 622 °С до 614 °С, а температура в кладке повышается с 633 °С до 639 °С. Указанные результаты были получены для состояния реактора при работе на уровне мощности 130 % $N_{\text{ном}}$.

При работе реактора на номинальном уровне мощности эксцентриситет в расчётной ячейке приводит к увеличению максимальной температуры в кладке с 595 °С до 598 °С при температуре втулки 556 °С.

Анализ температурного состояния графитовой кладки реактора с учётом растрескивания графита кладки проводился в два этапа. На первом этапе выполнялись вариантные расчёты по определению температурного состояния расчётной ячейки ТВС в номинальном режиме работы реактора. На втором этапе Заявителем было выполнено определение температурного режима графитовой кладки при наличии трещин одновременно в рассматриваемом и в соседних блоках.

Согласно результатам расчёта [32], максимальное значение температуры графита достигается в области отражателя с максимальным энерговыделением и составляет 633 °С при мощности активной зоны 130 % и доле энерговыделения в графите блока ТВС 0,08, и 595 °С при доле энерговыделения 0,06. Согласно результатам расчёта [32], абсолютный максимум температур достигается в графитовом блоке расчётной ячейки и

составляет 645 °С при мощности активной зоны 130 % и при доле энерговыделения в графите блока ТВС 0,08. Основной причиной этого является наличие трещины блока в расчетной ячейке, приводящее к увеличению на 1 мм зазора между втулкой и блоком. При доле энерговыделения в графите блока 0,06 максимальная температура снижается до 598 °С.

Максимальное значение температуры графита на номинальной мощности при наличии трещин одновременно как в расчётной ячейке, так и в окружающих блоках при расчётах по плоской модели достигает величины 610 °С [32], что превышает эксплуатационный предел 600 °С. Применение объёмной расчётной модели при расчётах температурного состояния кладки позволяет снизить абсолютное значение рассчитываемых температур примерно на 20°С [32], что обеспечивает непревышение максимальной температурой графита эксплуатационного предела 600°С.

На основании результатов анализа температурного состояния графита Заявителем сделан вывод [32] о том, что эксплуатационный предел по температуре графита при работе реактора на номинальном уровне мощности с учётом возможного эксцентриситета втулки ТВС и образования трещин в блоках кладки не превышает.

В разделе 5.1.6 главы 5 ОУОБ [32] рассмотрены следующие нарушения нормальной эксплуатации энергоблока:

- отключение насоса контура СУЗ;
- отключение питательного насоса;
- прекращение подачи питательной воды в ОЦК;
- срабатывание и незакрытие ГПК;
- ложное включение АСПОВ.

Для каждого исходного события были рассмотрены сценарии при проектном срабатывании систем безопасности и с учётом возможных отказов, в соответствии с требованиями п. 1.2.12 НП-001-15.

Согласно выводам Заявителя [32], параметры РУ при указанных переходных процессах не достигают критериев приемлемости, установленных в разделе 5.1.2 [32]. Повреждение физических барьеров на пути распространения радиоактивных веществ не происходит.

Извещениями [65, 68] откорректировано описание начальных условий, принятых при проведении расчёта нарушений нормальной эксплуатации при постулированном несимметричном положении втулки ТВС по отношению к графитовому блоку. Заявителем указано, что в качестве выделенной принята ТВС максимальной мощности в ячейке 13-8. Её мощность составляет 138 % от среднего значения по активной зоне, что соответствует мощности 313,3 кВт. Теплопроводность графита принималась минимальной с учётом снижения под действием облучения. Согласно утверждению Заявителя [65, 68], принятый в расчёте уровень мощности 130 % $N_{\text{ном}}$ консервативно учитывает неравномерность энерговыделения по высоте активной зоны при использовании плоской модели реактора. В Извещениях [65, 68] указано, что, согласно определению 22 НП-001-15, детерминистический анализ безопасности выполняется при заданных эксплуатационных состояниях АС. Поэтому в ОУОБ [32] рассматривались температурные поля графитовой кладки в эксплуатационном состоянии, при котором уровень температур максимален, т.е. при работе реактора на номинальной мощности.

Замечание

В анализе температурного режима графитовой кладки в условиях несимметричного положения втулки ТВС по отношению к графитовому блоку и с учётом растрескивания графитовых блоков кладки [32, 65, 68] при работе реактора на номинальном уровне мощности Заявителем принималась

мощность ТВС, равная 313,3 кВт, и мощность реактора 62 МВт (тепл). Согласно Технологическому регламенту [2], эксплуатационные пределы указанных параметров РУ установлены равными 360 кВт и 65 МВт соответственно. Таким образом, выбор исходных данных для анализа температурного режима графитовой кладки является неконсервативным (несоответствие требованиям п. 1.2.9 НП-001-15). В связи с чем, учитывая тот факт, что полученная в расчётах [32] температура графита втулки 556°C и кладки 598°C близка к значению 600 °C (эксплуатационный предел по температуре графита), вывод Заявителя о том, что при рассмотренных нарушениях эксплуатационный предел по температуре графита не нарушается, не обоснован. **(6.2-1)**

6.2.2. Анализ реактивностных аварий (самоходы стержней СУЗ)

В качестве аварий с изменением реактивности в п. 5.1.6.2 ОУОБ [32] рассмотрены аварии, вызванные следующими исходными событиями:

- самоход стержня АР;
- самоход стержня РР;
- падение в активную зону полностью извлеченного стержня (группы стержней) СУЗ;
- выпадение стержня АР или РР из активной зоны в нижний отражатель.

В качестве исходного состояния Заявителем принято стационарное состояние при работе РУ на номинальном уровне мощности [32].

Как указано в п. 5.1.6.2 [32], расчёты изменения основных параметров теплоносителя и РУ выполнялись по аттестованному ПС RELAP5/mod 3.2 [9д], расчёты температурного состояния и прочности – по аттестованному программному комплексу COSMOS/M [10д], который был адаптирован к канальным реакторам типа ЭГП-6, что соответствует требованиям п. 2.1.15 НП-082-07.

Расчёты указанных выше реактивностных переходных режимов выполнены с использованием приближения точечной кинетики. При этом учёт обратных связей осуществлялся с помощью быстрого мощностного коэффициента реактивности, который определяется изменением температуры топлива (Допплер-эффектом). Исходя из консервативного подхода, для учёта влияния выгорания на величину мощностного коэффициента реактивности, расчёты [32] выполнены Заявителем для двух значений этого коэффициента – $-0,1 \cdot 10^{-5} \text{ 1/\%}$ и $+0,2 \cdot 10^{-5} \text{ 1/\%}$.

Увеличение выбега мощности соседних с каналом СУЗ рабочих каналов относительно увеличения мощности реактора Заявителем оценено на основании экспериментальных данных, полученных при физическом пуске энергоблока № 1 Билибинской АЭС величиной 1,06. При этом Заявитель предполагал [32], что, при минимальном запасе до кризиса теплообмена 1,6 в каналах, влияние перекоса мощности не сможет оказать существенного влияния на выводы о безопасности проектных аварий с самоходом стержней СУЗ.

Перевод реактора в подкритическое состояние рассматривался после сигнала АЗ-1 (по второму из двух сформировавшихся сигналов – превышение заданной мощности на 20 % и уменьшение периода реактора менее 20 секунд) вводом в активную зону 7 стержней АЗ без одного самого эффективного стержня, что соответствует требованиям п. 2.3.2.2 НП-082-07, и 10 стержней РС-АЗ. Время ввода стержней АЗ составляет три секунды, запаздывание срабатывания АЗ – 0,1 с. Анализировались последствия самохода АР со скоростями 17 см/с и 8 см/с и самохода РР со скоростью 4 см/с. Расчёты [32] выполнены для двух референтных состояния реактора:

- перед 38 частичной перегрузкой активной зоны, при максимальной средней по реактору энерговыработке ТВС – 217,9 МВт·сут/ТВС, что соответствует минимальному абсолютному значению быстрого

мощностного эффекта, минимальному количеству РР в активной зоне и максимальному весу АР;

- после 39 частичной перегрузки активной зоны реактор выведен на минимальный энергетический уровень мощности через двое суток работы. Средняя по реактору энерговыработка ТВС составила 167,3 МВт·сут/ТВС. Состояние выбрано из условия максимальной неравномерности энерговыведения в активной зоне после вывода одиночного стержня РР из активной зоны.

Расчёт исходных состояний выполнен с помощью аттестованного трёхмерного нейтронно-теплогидравлического ПС АCADEM [31д], что соответствует требованиям п. 2.1.15 НП-082-07.

В соответствии с консервативным подходом (соответствие требованиям п. 1.2.9 НП-001-15) в анализе безопасности Заявителем были приняты следующие консервативные допущения [32]:

- исходная нейтронная мощность реактора принята равной 66,3 МВт ($107\%N_{\text{ном}}$), что соответствует эксплуатационному пределу по мощности для реактора ЭГП-6 (65 МВт) плюс 2% – погрешность поддержания мощности;
- расчётная эффективность упавшего стержня СУЗ увеличивалась на 20% в соответствии с оценкой погрешности расчёта эффективности одиночного стержня СУЗ с помощью аттестованного ПС АCADEM [31д];
- референтное состояние активной зоны формировалось таким образом, чтобы искусственно сместить максимум поля энерговыведения в окрестность рабочего АР, для чего в исходной загрузке были переставлены местами свежая и выгоревшая ТВС;

- при оценке максимальной мощности ТВС учитывалась погрешность расчёта с использованием ПС АСАДЕМ [31д], равная 5%.

В качестве критерия приемлемости принято значение предела безопасной эксплуатации по мощности ТВС для реактора ЭГП-6 – 420 кВт/ТВС.

В п. 5.1.6.2.1 [32] рассмотрен переходной процесс при самоходе стержня АР. Как указал Заявитель [32], в случае отказа в канале управления работающего АР, приводящего к самоходу данного АР из активной зоны с максимальной скоростью, будет происходить рост мощности. При превышении заданной аварийной уставки по мощности 20% срабатывает АЗ. Из всех рассмотренных отказов в каналах АР данный отказ приводит к наибольшим по скорости изменениям реактивности в положительную сторону при значительном итоговом изменении реактивности. На основании этого режим с самоходом стержня АР был принят для детального анализа в рамках ОУОБ [32].

В рассмотренном сценарии предполагалось [32], что вывод стержней АР, находящихся в положении ниже центра активной зоны (170 см), происходит со скоростью 15 см/с (за время 11,3 с вводится реактивность $3,336 \cdot 10^{-3}$), при достижении значения относительной мощности, равной $1,2N_{\text{ном}}$ (превышение номинальной мощности на 20%) с задержкой времени 0,1 с срабатывает аварийная защита. При срабатывании аварийной защиты в активную зону вводятся семь стержней АЗ из восьми, суммарной эффективности $1,4 \cdot 10^{-2}$ за три секунды, две пары стержней рабочего и резервного АР из положения 170 см (115 см по УП) со скоростью 15 см/с (ввод реактивности $3,27 \cdot 10^{-3}$ за 7 секунд), шесть стержней РР (ввод реактивности $1,2 \cdot 10^{-2}$ за две минуты).

Из результатов расчёта [32] следует, что при отрицательном мощностном коэффициенте реактивности максимальный выбег мощности на величину 1,9% за предел уставки на срабатывание аварийной защиты (120%)

произойдет через 2,2 с после исходного события. При положительном мощностном коэффициенте реактивности этот выбег составит 2,7% через 2,1 с. Длительность пребывания реактора на мощности более 100% составила соответственно ~2,6 с и ~2,4 с [32].

Как обоснованно отмечено в ОУОБ [32], при минимальных запасах до предельных мощностей ТВС 1,6 такие кратковременные выбеги мощности на (22-23) % не представляют опасности с точки зрения нарушения теплосъёма. На основании этого сделан вывод [32] о том, что существующая на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС система аварийной защиты обеспечивает эффективную защиту и сохранение надёжного охлаждения ТВС при самоходах стержней АР из активной зоны с максимальной скоростью.

В п. 5.1.6.2.2 [32] рассмотрен самоход РР из нижнего положения при наложении отказа АР. Реактор останавливается срабатыванием аварийной защитой при достижении уставки увеличения мощности на 20%. Предполагалось [32], что при срабатывании АЗ один из восьми стержней АЗ в активную зону не вводится. В результате относительно малой скорости введения реактивности порог срабатывания аварийной защиты при мощностном коэффициенте реактивности $-1 \cdot 10^{-6}$ 1/% достигается через 20,4 с, при мощностном коэффициенте реактивности $2 \cdot 10^{-6}$ 1/% – через 19,3 с [32].

Следовательно, как справедливо указано в ОУОБ [32], ННЭ с самоходом одного стержня РР не представляет опасности. Даже если персонал не отреагирует на возникновение указанного ННЭ, существующая система аварийной защиты обеспечивает сохранение работоспособности ТВС реактора.

В п. 5.1.6.2.3 [32] рассмотрено падение в активную зону полностью извлеченного стержня (группы стержней) СУЗ. В качестве исходных событий рассмотрены [32]:

- падение одного наиболее эффективного стержня АЗ (РС-АЗ) с ВКВ;

- падение одного наиболее эффективного стержня РР с ВКВ;
- падение одного наиболее эффективного стержня резервного АР из рабочего положения.

В соответствии с рассмотренными сценариями [32], отрицательная реактивность, вносимая падением аварийного стержня, компенсируется работающими стержнями АР.

На основании результатов анализа [32] Заявитель сделал вывод о том, что падение стержня СУЗ в активную зону реактора ЭГП-6 на номинальной мощности может привести к нарушению эксплуатационного предела по максимальной мощности ТВС, однако критерий приемлемости – предел безопасной эксплуатации (420 кВт/ТВС) при этом, даже в самых консервативных предположениях, не нарушается. Таким образом, безопасность реактора ЭГП-6 в режимах с падением одного стержня СУЗ обеспечивается.

По результатам расчётных исследований [32] сделан вывод о том, что во всех рассмотренных событиях в виду кратковременности протекания (не более одной минуты) и срабатывании АЗ-1 при превышении установленной мощности на 20% обратные связи по реактивности оказывает незначительное влияние на расчётные оценки мощности ТВС с максимальным энерговыделением. Введённой отрицательной реактивности при срабатывании АЗ-1 достаточно для гарантированного перевода реактора в подкритическое состояние и обеспечение подкритичности РУ после расхолаживания и разотравления активной зоны.

Извещением [68] в п. 5.1.6.2 ОУОБ [32] внесены новые результаты расчётного анализа реактивных аварий, выполненные для актуального состояния энергоблока № 2 Билибинской АЭС. Рассмотрены следующие исходные события:

- самоход АР;

- самоход РР;
- падение в активную зону полностью извлеченного стержня (группы стержней) СУЗ;
- падение стержня АР или РР из активной зоны в нижний отражатель;
- обезвоживание контура охлаждения СУЗ.

В качестве исходного состояния принято стационарное состояние реактора РУ на номинальной мощности. В результате расчётов [68] показано, что во всех рассмотренных вариантах эффективное охлаждение ТВЭлов обеспечивается, мощность максимально нагруженной ТВС не превышает установленного предела безопасности (420 кВт), температура наружной оболочки кольцевых ТВЭлов не превышает 359°C, а внутренней оболочки – 288°C.

По результатам экспертизы замечаний нет.

6.2.3. Обезвоживание контура охлаждения СУЗ

В п. 5.1.6.2.5 ОУОБ [32] представлен анализ протекания аварии, связанной с обезвоживанием контура СУЗ на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС. Согласно [32], причинами обезвоживания каналов СУЗ могут быть:

- разрыв раздаточного коллектора КО СУЗ;
- разрыв сборного коллектора КО СУЗ.

В соответствии с рекомендациями п. 2.6.1.1 РБ-001-05, в разделе 5.1.6.2.5 [36] выполнен анализ обезвоживания КО СУЗ по обоим вышеуказанным причинам. В качестве критериев приемлемости, подтверждающих целостность оболочек ТВЭлов и графитовой кладки в [32] приняты максимальная температура топлива 650°C, максимальная температура оболочки ТВЭла 930°C и максимальная температура графита ТК 750°C. Принятые критерии соответствуют требованиям п. 5.3 Приложения к НП-082-07.

Разрыв раздаточного коллектора КО СУЗ

Согласно п. 5.1.6.2.5.1 ОУОБ [32], при гильотинном разрыве раздаточного коллектора КО СУЗ, происходит падение давления на напоре насоса и выходном трубопроводе, и быстрое возрастанием расхода через насос контура СУЗ. В активной зоне КО СУЗ при этом устанавливается обратное течение вскипающего теплоносителя, и, вследствие снижения его плотности, вводится положительная реактивность, что ведёт к возрастанию мощности реактора [32]. Заявителем в ОУОБ [32] показано, что из-за возрастания мощности реактора происходит срабатывание аварийной защиты АЗ-1 по сигналам увеличения периода удвоения мощности реактора или по достижению уровня нейтронной мощности 120% от номинальной. Даже в случае отказа на срабатывание АЗ-1 по двум вышеуказанным сигналам (отказ принят в соответствии с требованиями п. 1.2.12 НП-001-15 и рекомендациями п. 2.6.1.1 РБ-001-05), системой будет сформирован сигнал АЗ-1 по снижению давления в КО СУЗ (перечень уставок срабатывания АЗ-1 указан в разделе 4.5.1.1 [32]).

Согласно ОУОБ [32], в результате срабатывания АЗ-1 обеспечивается перевод реактора в подкритическое состояние в течение 4 секунд и удержание его в подкритическом состоянии с подкритичностью, не менее $2,44\beta_{эф}$ (1,6%) без одного наиболее эффективного органа СУЗ, в соответствии с паспортом РУ [3], в течение длительного времени (не менее 100 с), что соответствует требованиям п. 2.3.2.2 НП-082-07. В дальнейшем подкритичность увеличивается за счёт расхолаживания реактора и отравления ксеноном. При этом в ОУОБ [32] показано, что температура твэлов и графита для ТВС максимальной мощности не превышает значений 330°C и 575°C соответственно, что удовлетворяет критериям приемлемости, требованиям п. 2.1.13 НП-082-07 и п. 5.3 Приложения к НП-082-07.

Разрыв сборного коллектора КО СУЗ

Согласно п. 5.1.6.2.5.1 ОУОБ [32], при гильотинном разрыве сборного коллектора СУЗ также происходит падение давления в КО СУЗ и быстрое возрастание расхода через насос контура СУЗ. При этом сигналы на срабатывание АЗ по снижению давления в КО СУЗ формируются практически сразу, и реактор переводится в подкритическое состояние в течение 4 секунд с подкритичностью не менее $2,44\beta_{эф}$ (1,6%) без одного наиболее эффективного органа СУЗ в соответствии с паспортом РУ [3] (требования п. 2.3.2.2 НП-082-07 также выполняются). Следует отметить, что авария с осушением КО СУЗ при данном исходном событии протекает мягче, чем при разрыве раздаточного коллектора СУЗ, так как в пределах активной зоны плотность теплоносителя в каналах СУЗ практически не изменяется до момента опорожнения деаэратора (примерно через 20 минут). Повышения значений температуры топлива, оболочек ТВЭЛОВ и графитовой кладки не происходит [32].

Таким образом, в п. 5.1.6.2.5 ОУОБ [32] показано, что при обезвреживании КО СУЗ, даже при самом неблагоприятном исходном событии (разрыв раздаточного коллектора СУЗ) с наложением нескольких отказов элементов системы безопасности, эксплуатационные пределы по температуре топлива, оболочек ТВЭЛОВ и графитовой кладки не превышаются (требования п. 1.2.12 НП-001-15 и п. 2.1.13 НП-082-07 выполняются).

По результатам экспертизы замечаний нет.

6.2.4. Снижение уровня в БС

В главе 5 ОУОБ [32] представлен анализ протекания аварии, связанной со снижением уровня воды в БС на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС, согласно перечню, представленному Заявителем в разделе 5.1.4.2 [32] (в соответствии с положениями п. 4.1 ПНАЭ Г-1-001-85). В соответствии с рекомендациями п. 3.10 Приложения 2 к РБ-001-05, в разделе П.2.5.4.2

Приложения 2 [32] приведено описание модели, использованной при расчётном анализе переходных режимов и аварий РУ с ЭГП-6 и указано, что для расчётов, в соответствии с требованиями п. 2.1.15 НП-082-07 и п. 1.2.9 НП-001-15, использовалось аттестованное ПС RELAP5/mod 3.2 [9д]. Согласно ОУОБ [32], причинами снижения уровня воды в БС могут быть нарушения в работе подачи питательной воды, регулятора питания, чрезмерно большого темпа разгрузки энергоблока, ошибка оператора в пусковых режимах при образовании уровня в БС.

В соответствии с рекомендациями п. 2.6.1.1 и п. 3.11 Приложения 2 к РБ-001-05, в разделе 5.1.6.6 [32] выполнен анализ снижения уровня воды в БС при работе энергоблока на номинальном уровне мощности, что является наиболее неблагоприятным и консервативным начальным условием. Дополнительно, в ОУОБ [32], в соответствии с требованиями п. 1.2.12 НП-001-15, был принят отказ секции РУСН 6 кВ (обесточивание энергоблока и отказ ПЭН) и отказ АПЭН. Согласно [32], при снижении уровня воды в БС до «-150 мм», срабатывает аварийная защита АЗ-1, и реактор переводится в подкритическое состояние в течение 4 секунд. При этом, в соответствии с принятыми в ОУОБ [32] отказами, в начальный период времени наблюдается рост паросодержания и давления в ОЦК. Давление в ОЦК не превышает 6,8 МПа за счёт работы ГПК. Согласно ОУОБ [32], к 3000 секунде происходит осушение БС. В дальнейшем расхолаживание реактора производится за счёт работы КО СУЗ, теплоотвода в ББЗ и теплопотерь в окружающую среду [32]. При этом, непревышение критериев приемлемости при данной аварии в ОУОБ [32] обосновано непревышением критериев приемлемости при аварии, связанной с разрывом РГК, которая рассмотрена в разделе 5.1.7.4 [32], где из ОЦК потерян практически весь теплоноситель. С оценкой Заявителя можно согласиться, так как по предоставленной в разделе 5.1.6.6 [32] информации, через час после начала переходного процесса, связанного со снижением уровня воды в БС, масса теплоносителя в

ОЦК не опускается ниже 10 т, в отличие от аварии с разрывом РГК, где уже через полчаса запаса воды в ОЦК практически не остается. Согласно разделу 5.1.7.4 [32], теплоотвода от ТВС в КО СУЗ и в ББЗ достаточно для неперевышения критериев приемлемости по основным технологическим параметрам реакторной установки.

Таким образом, в ОУОБ [32] показано, что при снижении уровня воды в БС эксплуатационные пределы по температуре топлива, оболочки твэла и графитовой кладки не превышаются, что соответствует требованиям п. 1.2.12 НП-001-15 и 2.1.13 НП-082-07.

Извещением [68] Заявитель вносит изменения в раздел 5.1.6.6 ОУОБ [32], в частности приведены сведения о том, что при анализе снижения уровня в БС постулируется срабатывание АЗ без одного наиболее эффективного рабочего органа СУЗ, что соответствует требованиям п. 2.3.2.2 НП-082-07. Также в раздел 5.1.6.6 [68] приведены сведения о погрешности выполненных расчётных оценок, что соответствует требованиям п. 1.2.9 НП-001-15. Дополнительно в разделе 5.1.6.6 [32] приведены сведения о дальнейших (свыше 30 мин) действиях оператора по переводу РУ в безопасное состояние.

Изменения, вносимые Извещением [68] в раздел 5.1.6.6 ОУОБ [32], согласованы с разработчиками проектов РУ и АС, что соответствует требованиям п. 1.2.8 НП-001-15.

По результатам экспертизы замечаний нет.

6.2.5. Потеря штатного электропитания собственных нужд

В главе 5 ОУОБ [32] представлен анализ протекания аварии, связанной потерей штатного электропитания собственных нужд энергоблока № 2 Билибинской АЭС. Указанный анализ выполнен согласно перечню, представленному в разделе 5.1.4.2 [32], что соответствует положениям п. 4.1 ПНАЭ Г-1-001-85. В разделе П.2.5.4.2 Приложения 2 к ОУОБ [32], в

соответствии с рекомендациями п. 3.10 Приложения 2 к РБ-001-05, приведено описание модели, использованной при анализе, и указано, что для расчётов использовалось аттестованное ПС RELAP5/mod 3.2 [9д], что соответствует требованиям п. 2.1.15 НП-082-07 и п. 1.2.9 НП-001-15. Согласно ОУОБ [32], причинами данной аварии может быть короткое замыкание на секции РУСН 6 кВ энергоблока при нахождении смежного энергоблока и его секции РУСН 6 кВ в ремонте. Отсутствие штатного электропитания собственных нужд исключает использование штатных схем расхолаживания РУ через конденсатор или основной бойлер, поскольку обесточены ПЭН-А, ПЭН-Б, насосы технической воды ЦН и НТВ [32].

В соответствии с рекомендациями п. 2.6.1.1 и п. 3.11 Приложения 2 к РБ-001-05, в разделе 5.1.6.6 [32] выполнен анализ обесточивания при работе энергоблока на номинальном уровне мощности, что является наиболее неблагоприятным и консервативным начальным условием. Дополнительно в ОУОБ [32], в соответствии с требованиями п. 1.2.12 НП-001-15, был принят единичный отказ АПЭН и необнаруживаемый отказ КО СУЗ. Следует отметить, что согласно предварительным вариантным расчётам Заявителем были получены данные, показывающие, что единичный отказ ГПК на закрытие является менее консервативным сценарием по сравнению с отказом АПЭН. Согласно [32], при обесточивании срабатывает аварийная защита АЗ-1, и реактор переводится в подкритическое состояние в течение 4 секунд. Расхолаживание РУ происходит за счёт сброса пара через ГПК, теплоотвода в ББЗ и теплопотерь в окружающую среду. Давление в ОЦК не превышает значения 6,7 МПа за счёт работы ГПК. Согласно [32], к 3000 секунде происходит осушение БС. В дальнейшем расхолаживание реактора производится за счёт теплоотвода в ББЗ и теплопотерь в окружающую среду [32]. Максимальная температура топлива не превышает 380°C, максимальная температура оболочки ТВЭЛ не превышает 380,2°C, давление теплоносителя не превышает 6,7 МПа. Рассчитанные параметры РУ меньше принятых

критериев приемлемости, что соответствует требованиям 1.2.12 НП-001-15. Масса теплоносителя в ОЦК не опускается ниже 7 тонн, окончательное безопасное расхолаживание РУ в рассмотренных условиях, согласно ОУОБ [32], может быть проведено с использованием мобильной техники.

Таким образом, в ОУОБ [32] показано, что при потере штатного электропитания собственных нужд эксплуатационные пределы по температуре топлива, оболочки твэла и графитовой кладки не превышаются, требования п. 1.2.12 НП-001-15 и п. 2.1.13 НП-082-07 выполняются.

Извещением [68] Заявитель внёс изменения в раздел 5.1.6.7 ОУОБ [32]. В частности приведены указания на то, что при анализе потери штатного электропитания собственных нужд [32] постулируется срабатывание АЗ без одного наиболее эффективного рабочего органа СУЗ, что соответствует требованиям п. 2.3.2.2 НП-082-07. Также в разделе 5.1.6.7 [68] приведены сведения о погрешности выполненных расчётных оценок, что соответствует требованиям п. 1.2.9 НП-001-15.

Изменения, вносимые Извещением [68] в раздел 5.1.6.7 ОУОБ [32], согласованы с разработчиками проектов РУ и АС, что соответствует требованиям п. 1.2.8 НП-001-15.

По результатам экспертизы замечаний нет.

6.2.6. Разрыв ТВС

В разделе 5.1.7.1 ОУОБ [32] Заявителем приведен анализ «мокрой» аварии с разрывом ТВС. В указанном разделе рассмотрен проектный вариант развития аварии – разрыв твэла $\varnothing 12 \times 0,6$, поскольку проект системы локализации ЛМА рассчитан на разрыв ТВС сечением, равным диаметру одного твэла. В соответствии с требованиями п. 1.2.9 НП-001-15, расчётный анализ выполнен с помощью аттестованного ПС RELAP5/mod 3.2 [9д].

Наиболее вероятным местом разрыва с максимальным двухсторонним истечением теплоносителя являются участки твэла на входе и выходе из

активной зоны, где имеются сварные швы. В пределах активной зоны трубки твэлов без сварных соединений. Поэтому Заявителем рассмотрен разрыв трубки твэла на входе в ТВС с двухсторонним истечением [32].

Для анализа нарушений нормальной эксплуатации и проектных аварий Заявителем были приняты следующие критерии приемлемости, гарантирующие сохранение целостности физических барьеров безопасности [32]:

- температура плавления топливной матрицы – 650°C;
- температура разгерметизации оболочки твэла 930°C при номинальном давлении теплоносителя или 1100°C при атмосферном давлении;
- давление в ОЦК не превышает 7,2 МПа (1,15 от расчётного значения);
- температура начала окисления графита в присутствии воздуха 750°C;
- давление повреждения кожуха реактора – 0,34 МПа.

В главе 5 ОУОБ [32] Заявителем рассмотрены два варианта протекания режима с разрывом ТВС, один вариант при проектном срабатывании оборудования и систем безопасности и один с отказами. В качестве независимого отказа Заявителем принято несрабатывание АЗ-1 по признакам «мокрой аварии», а в качестве не обнаруживаемого – отказ на включение насоса ЛМА.

В первом сценарии при проектном срабатывании оборудования и систем безопасности постулируется двусторонний разрыв трубки твэла на входе в ТВС. Истечение теплоносителя из разорвавшейся трубки в графитовую кладку приводит к резкому повышению давления в кожухе реактора. Максимальное давление, достигаемое в процессе развития аварии, согласно результатам [32], составило под кожухом реактора 0,16 МПа и под барботажной тарелкой ЛМА – 0,15 МПа. Таким образом, критерий сохранения целостности реакторного пространства выполняется. При

достижении значения давления в реакторном пространстве выше атмосферного на 500 мм водяного столба (0,49 МПа) на пятой секунде аварии срабатывает АЗ-1. По сигналу срабатывания АЗ-1 закрывается СКТ и открываются ОК СР со сбросом пара в конденсатор и ОБ, закрывается отсечная арматура на основной линии подачи питательной воды, в работе остается линия гарантированного расхода, обеспечивающая расход теплоносителя 10 т/ч [32]. Далее оператор переключает регулирующие клапаны питательной воды в ручной режим работы, заполняет БС водой, организует подпитку деаэратора от НАЗ и контролируемое аварийное расхолаживание со скоростью 60 °С/час (по температуре теплоносителя в ОЦК) по штатной схеме.

Расход теплоносителя в течь после срабатывания АЗ-1 увеличивается за счёт снижения парообразования в активной зоне. Происходит постепенное снижение температуры графита и твэлов. Температура элементов активной зоны реактора и давление в ОЦК не превосходят своих исходных значений на всём протяжении развития аварии, превышение критериев приемлемости не ожидается.

Во втором варианте с отказами в расчёте [32] принято, что в течение 30 минут мощность реактора определяется работой АР и поддерживается на уровне, близкому к номинальному значению. Далее оператор переводит реактор в подкритическое состояние (нажатием кнопки АЗ-1). Регулятор увеличивает подачу питательной воды, чтобы компенсировать утечку в разрыв, что приводит к снижению паропроизводительности активной зоны. Регулятор давления поддерживает номинальное значение давления пара, снижает расход пара на турбину. Увеличение подачи питательной воды недостаточно для компенсации течи, в результате чего происходит снижение уровня в БС.

До 250 с от начала аварии в ЛМА происходят колебания давления и уровня воды в тарелках, связанные с периодическими процессами конденсации пара в недогретой воде, образования вакуума в объёме под тарелками вследствие неработоспособности насоса ЛМА. Спустя 250 с вода в тарелках прогревается до температуры насыщения, и процесс стабилизируется. Уровень в тарелках составляет примерно 0,2 м, значения давления под кожухом 0,12 МПа и в ЛМА 0,105 МПа [32]. Максимальное значение давления, достигаемое под кожухом реактора, как и в первом рассмотренном варианте развития аварии, составило 0,16 МПа [32]. Таким образом, согласно результатам Заявителя, отказ насоса ЛМА не оказывает существенного влияния на протекание аварии с разрывом одного твэла.

Через 30 минут оператор заглушает реактор нажатием кнопки АЗ-1, заполняет БС и проводит контролируемое аварийное расхолаживание по штатной схеме. Температурное состояние элементов активной зоны до начала расхолаживания соответствует номинальному уровню, после заглушения реактора начинают снижаться. Таким образом, в условиях рассмотренной аварии ни один из критериев приемлемости не превышает.

В разделе П.2.5.6.1 Приложения 2 к ОУОБ [32] выполнен дополнительный анализ запроектной аварии с разрывами нескольких ТВС. Для этого в расчётную модель ПС RELAP5/mod 3.2 [1д] энергоблока внесены изменения, в частности, выделена отдельная ТВС и выполнена более подробная нодализация системы ЛМА.

Также в указанном расчёте исследован температурный режим элементов активной зоны с учётом кризиса теплоотдачи в одном твэле одной ТВС и во всех твэлах одной ТВС при номинальной мощности реактора. Расчёты температурного режима выполнены с помощью аттестованного ПС COSMOS/M [10д].

С целью определения влияния на динамику изменения давления в кожухе реактора количества разорвавшихся твэлов и мощности ТВС Заявителем было выполнено несколько вариантов расчёта режима разгерметизации ТВС [32]. Рассмотрены разрывы различного количества твэлов, как в одной, так и в различных ТВС.

Согласно результатам [32], разрывы одного и того же количества твэлов в одной ТВС и в различных ТВС приводят к различной динамике изменения давления в кожухе реактора. Увеличение количества разорвавшихся твэлов в одной ТВС не приводит к существенному увеличению максимального давления в кожухе реактора при рабочих параметрах в циркуляционном контуре. При этом величина максимального давления слабо зависит от мощности ТВС и практически не изменяется в случае срабатывания аварийной защиты. Заявитель объясняет это исчерпанием пропускной способности ТВС при сохранении рабочих параметров в циркуляционном контуре. Разрыв до шести твэлов, включительно, в одной ТВС не приводит к повышению давления в кожухе реактора, опасному для его целостности, т.е. критерии приемлемости по давлению в кожухе реактора выполняются. Обратная картина имеет место при разрыве нескольких твэлов в разных ТВС. При разрыве трёх твэлов в разных ТВС превышает критерий по давлению повреждения кожуха реактора 0,34 МПа [32].

В качестве мер по смягчению протекания режима с разгерметизацией ТВС Заявитель указывает [32] предотвращение попадания в разогретую графитовую кладку недогретой воды после срабатывания аварийной защиты. Для этого необходимо закрыть арматуру на линии подачи питательной воды в аварийную петлю, которая может быть легко обнаружена по изменению показаний расходомера.

В разделе П.2.5.6.2 Приложения 2 к ОУОБ [32] выполнен анализ радиационных последствий ЗПА с разрывом нескольких твэлов, согласно

которому в наихудшем сценарии доза облучения населения от аварийного выброса при аварии с повреждением топлива в трёх ТВС на границе СЗЗ не превысит 972 мкЗв, т.е. не превысит установленного в НРБ-99/2009 предела дозы для населения от техногенных источников излучения 1 мЗв/год. Радиационные последствия аварии с множественными разрывами твэлов не превосходят последствий реперной аварии с массовым разрушением ТВС, выбранной для составления Плана мероприятий по защите персонала [6], последствия которой проанализированы в разделах 6.3.1 и 6.5 настоящего Экспертного заключения.

По результатам экспертизы замечаний нет.

6.2.7. Разрыв раздаточного группового коллектора

В главе 5 ОУОБ [32] представлен анализ протекания аварии, связанной разрывом раздаточного группового коллектора энергоблока № 2 Билибинской АЭС. Указанный анализ выполнен согласно перечню, представленному в разделе 5.1.43 [32], в соответствии с положениями п. 4.1 ПНАЭ Г-1-001-85. В разделе П.2.5.4.2 Приложения 2 к ОУОБ [32], в соответствии с рекомендациями п. 3.10 Приложения 2 к РБ-001-05, приведено описание модели, использованной при расчётном анализе и указано, что для расчётов, в соответствии с требованиями п. 2.1.15 НП-082-07 и п. 1.2.9 НП-001-15, использовалось аттестованное ПС RELAP 5/mod 3.2 [9д]. Согласно ОУОБ [32], постулируется мгновенный поперечный разрыв полным сечением РГК петли № 2, имеющей максимальное количество ТВС.

В соответствии с рекомендациями п. 2.6.1.1 и п. 3.11 Приложения 2 к РБ-001-05, в разделе 5.1.7.4 [32] выполнен анализ аварии с разрывом РГК для проектного сценария и сценария с постулируемыми отказами в системах безопасности при работе энергоблока на номинальном уровне мощности, что является наиболее неблагоприятным и консервативным начальным условием. В соответствии с требованиями п. 1.2.12 НП-001-15, в ОУОБ [32] был принят

единичный отказ на открытие задвижки Д-3А (элемент защитной системы безопасности), в качестве не обнаруживаемых при эксплуатации отказов, влияющих на протекание аварии, приняты неоткрытие арматуры Д-3 (элемент системы нормальной эксплуатации) и задвижки МА-12 на линии подачи от НРО. Принятые в ОУОБ [32] отказы приводят к отсутствию возможности подачи питательной воды в ОЦК после опорожнения деаэратора

Согласно ОУОБ [32], при разрыве РГК срабатывает аварийная защита АЗ-1 по снижению уровня в БС, и реактор переводится в подкритическое состояние в течение 4 секунд. Согласно [32], на 143 секунде расчёта моделировалось отключение АСПОВ с остановкой ПЭН оператором с целью сохранения воды в деаэраторе.

Расхолаживание РУ происходит с помощью КО СУЗ, теплоотвода к воде ББЗ и теплопотерь в окружающую среду. В дальнейшем персоналом принимаются меры по организации подпитки деаэратора с помощью НЗВ. Согласно результатам расчёта [32], максимальная температура топлива не превышает 546°C, максимальная температура оболочки твэла не превышает 548°C, давление теплоносителя в ОЦК не превышает 6 МПа. Полученные параметры РУ меньше принятых в ОУОБ [32] критериев приемлемости, что соответствует требованиям 1.2.12 НП-001-15.

Таким образом, в ОУОБ [32] показано, что при разрыве РГК с учётом последующих мер по подпитке ОЦК эксплуатационные пределы по температуре топлива, оболочки твэла и графитовой кладки не превышаются, следовательно, требования п. 1.2.12 НП-001-15 и п. 2.1.13 НП-082-07 выполняются.

Извещением [68] Заявитель внёс изменения в раздел 5.1.7.4 ОУОБ [32]. В частности, в Извещении [68] указано, что при анализе разрыва раздаточного группового коллектора постулируется срабатывание АЗ без

одного наиболее эффективного рабочего органа СУЗ, что соответствует требованиям п. 2.3.2.2 НП-082-07. Также в разделе 5.1.7.4 [68] приведены сведения о погрешности выполненных расчётных оценок, что соответствует требованиям п. 1.2.9 НП-001-15. Согласно ОУОБ [32, 68], принятое в расчёте предположение о начале действий оператора по управлению аварией на 143 секунде приводит к заведомо худшим последствиям протекания аварии, поэтому такой сценарий можно рассматривать как дополнительную ошибку персонала, что является консервативным допущением и соответствует требованиям п. 1.2.9 НП-001-15. В целом, непревышение установленных критериев для данной проектной аварии происходит за счёт использования свойств внутренней самозащищённости РУ и применения систем безопасности, что соответствует требованиям п. 1.2.8 НП-001-15.

Изменения, вносимые Извещением [68] в раздел 5.1.7.4 ОУОБ [32], согласованы с разработчиками проектов РУ и АС, что соответствует требованиям п. 1.2.8 НП-001-15.

По результатам экспертизы замечаний нет.

6.2.8. Разрыв сборного группового коллектора

В ОУОБ [32] представлен расчётный анализ протекания аварии, связанной разрывом сборного группового коллектора энергоблока № 2 Билибинской АЭС. Данный анализ выполнен согласно перечню, представленному в разделе 5.1.43 [32], что соответствует положениям п. 4.1 ПНАЭ Г-1-001-85. В соответствии с рекомендациями п. 3.10 Приложения 2 РБ-001-05, в разделе П.2.5.4.2 Приложения 2 к ОУОБ [32] приведено описание модели, использованной при проведении расчётного анализа аварии и указано, что для расчётов использовалось аттестованное ПС RELAP 5/mod 3.2 [9д], в соответствии с требованиями п. 2.1.15 НП-082-07 и п. 1.2.9 НП-001-15. Согласно [32], постулируется мгновенный поперечный

разрыв полным сечением СГК петли № 2, имеющей максимальное количество ТВС.

В соответствии с рекомендациями п. 2.6.1.1 и п. 3.11 Приложения 2 к РБ-001-05, в разделе 5.1.7.4 [32] выполнен анализ проектной аварии с разрывом СГК для проектного сценария и сценария с постулируемыми отказами в системах безопасности при работе энергоблока на номинальном уровне мощности, что является наиболее неблагоприятным и консервативным начальным условием. В соответствии с требованиями п. 1.2.12 НП-001-15, в ОУОБ [32] был принят единичный отказ на открытие задвижки Д-3А (элемент защитной системы безопасности), в качестве не обнаруживаемых при эксплуатации отказов, влияющих на протекание аварии, приняты неоткрытие арматуры Д-3 (элемент системы нормальной эксплуатации) и задвижки МА-12 на линии подачи от НРО. Принятые в ОУОБ [32] отказы приводят к отсутствию возможности подачи питательной воды в ОЦК после опорожнения деаэратора

Согласно ОУОБ [32], при разрыве РГК срабатывает аварийная защита АЗ-1 по снижению уровня в БС, и реактор переводится в подкритическое состояние в течение 4 секунд. Согласно [32], на 366 секунде расчёта моделировалось отключение САППВ с остановкой ПЭН оператором с целью сохранения воды в деаэраторе.

Расхолаживание РУ происходит с помощью КО СУЗ, теплоотвода к воде ББЗ и теплопотерь в окружающую среду. В дальнейшем необходимо принимать меры по организации подпитки деаэратора с помощью НЗВ. Согласно результатам расчёта [32], максимальная температура топлива не превышает 452°C, максимальная температура оболочки твэла не превышает 453,2°C, давление теплоносителя не превышает 6 МПа. Указанные параметры меньше принятых критериев приемлемости, что соответствует требованиям п. 1.2.12 НП-001-15.

Таким образом, в ОУОБ [32] показано, что при разрыве СГК с учётом последующих мер по подпитке ОЦК эксплуатационные пределы по температуре топлива, оболочки твэла и графитовой кладки не превышаются, что соответствует требованиям п. 1.2.12 НП-001-15 и п. 2.1.13 НП-082-07.

Извещением [68] Заявитель внёс изменения в раздел 5.1.7.5 ОУОБ [32]. В частности, в Извещении [68] приведены сведения о том, что при анализе разрыва сборного группового коллектора постулируется срабатывание АЗ без одного наиболее эффективного рабочего органа СУЗ, что соответствует требованиям п. 2.3.2.2 НП-082-07. Также в раздел 5.1.7.5 [68] приведена оценка погрешности выполненных расчётных анализов, что соответствует требованиям п. 1.2.9 НП-001-15. Согласно ОУОБ [32, 68], принятое в расчётном анализе предположение о начале действий оператора по управлению аварией на 366 секунде от начала аварии приводит к заведомо худшим последствиям протекания аварии, поэтому такой сценарий можно рассматривать как дополнительную ошибку персонала, что является консервативным допущением и соответствует требованиям п. 1.2.9 НП-001-15. В целом, непревышение установленных критериев для данной проектной аварий происходит за счёт использования свойств внутренней самозащищённости РУ и срабатывания систем безопасности, что соответствует требованиям п. 1.2.8 НП-001-15.

Изменения, вносимые Извещением [68] в раздел 5.1.7.5 ОУОБ [32], согласованы с разработчиками проектов РУ и АС, что соответствует требованиям п. 1.2.8 НП-001-15.

По результатам экспертизы замечаний нет.

6.2.9. Разрыв подъёмного магистрального трубопровода

В ОУОБ [32] представлен расчётный анализ протекания проектной аварии, связанной разрывом подъёмного магистрального трубопровода на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС. Анализ указанной аварии выполнен

согласно перечню, представленному в разделе 5.1.43 [32], что соответствует положениям п. 4.1 ПНАЭ Г-1-001-85. В разделе П.2.5.4.2 Приложения 2 к ОУОБ [32], в соответствии с рекомендациями п. 3.10 Приложения 2 к РБ-001-05, приведено описание модели, использованной при расчётном анализе, и указано, что для расчётов, в соответствии с требованиями п. 2.1.15 НП-082-07 и п. 1.2.9 НП-001-15, использовалось аттестованное ПС RELAP 5/mod 3.2 [9д]. Согласно [32], постулируется мгновенный поперечный разрыв полным сечением ПМТ петли № 2, имеющей максимальное количество ТВС.

В соответствии с рекомендациями п. 2.6.1.1 и п. 3.11 Приложения 2 к РБ-001-05, в разделе 5.1.7.4 [32] выполнен анализ аварии с разрывом ПМТ для проектного сценария и сценария с постулируемыми отказами в системах безопасности при работе энергоблока на номинальном уровне мощности, что является наиболее неблагоприятным и консервативным начальным условием. В соответствии с требованиями п. 1.2.12 НП-001-15, в ОУОБ [32] был принят единичный отказ на открытие задвижки Д-3А (элемент защитной системы безопасности), в качестве не обнаруживаемых при эксплуатации отказов, влияющих на протекание аварии, приняты неоткрытие арматуры Д-3 (элемент системы нормальной эксплуатации) и задвижки МА-12 на линии подачи от НРО. Принятые в [32] отказы приводят к отсутствию возможности подачи питательной воды в ОЦК после опорожнения деаэратора

Согласно [32], при разрыве ПМТ срабатывает аварийная защита АЗ-1 по снижению уровня в БС, и реактор переводится в подкритическое состояние в течение 4 секунд. Согласно [32], на 216 секунде расчёта моделировалось отключение АППВ с остановкой ПЭН оператором с целью сохранения воды в деаэраторе.

Расхолаживание РУ происходит с помощью КО СУЗ, теплоотвода к воде ББЗ и теплотерьер в окружающую среду. В дальнейшем необходимо принять

меры по организации подпитки деаэратора с помощью НЗВ из БЗВ. Значения температуры топлива, оболочек твэла и графита в данном сценарии, согласно [32] не хуже, чем при разрыве РГК, проанализированного в разделе 6.2.7 настоящего Экспертного заключения. С оценкой Заявителя можно согласиться, так как количество теплоносителя к 275 с составляет около 6500 кг, тогда как при разрыве РГК количество теплоносителя в ОЦК к данному моменту времени составило около 3500 кг [32]. Рассчитанные параметры РУ меньше принятых критериев приемлемости, что соответствует требованиям п. 1.2.12 НП-001-15.

Таким образом, в ОУОБ [32] показано, что при разрыве ПМТ с учётом последующих мер по подпитке ОЦК эксплуатационные пределы по температуре топлива, оболочки твэла и графитовой кладки не превышаются, что соответствует требованиям п. 1.2.12 НП-001-15 и п. 2.1.13 НП-082-07.

Извещением [68] Заявитель внёс изменения в раздел 5.1.7.6 ОУОБ [32]. В частности, в Извещении [68] приведены сведения о том, что при анализе разрыва подъёмного магистрального трубопровода постулируется срабатывание АЗ без одного наиболее эффективного рабочего органа СУЗ, что соответствует требованиям п. 2.3.2.2 НП-082-07. В разделе 5.1.7.6 [68] приведены сведения о погрешности выполненных расчётных оценок, что соответствует требованиям п. 1.2.9 НП-001-15. Согласно ОУОБ [32, 68], принятое при проведении расчётного анализа предположение о начале действий оператора по управлению аварией на 216 секунде приводит к заведомо худшим последствиям протекания аварии, поэтому такой сценарий можно рассматривать как дополнительную ошибку персонала, что является консервативным допущением и соответствует требованиям п. 1.2.9 НП-001-15. В целом, установленные критерии для данной проектной аварий не превышаются за счёт использования свойств внутренней самозащищённости РУ и работы систем безопасности, что соответствует требованиям п. 1.2.8 НП-001-15.

Изменения, вносимые Извещением [68] в раздел 5.1.7.6 ОУОБ [32], согласованы с разработчиками проектов РУ и АС, что соответствует требованиям п. 1.2.8 НП-001-15.

По результатам экспертизы замечаний нет.

6.2.10. Разрыв опускного магистрального трубопровода

В ОУОБ [32] представлен расчётный анализ протекания проектной аварии с разрывом опускного магистрального трубопровода на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС. Анализ указанной аварии выполнен согласно перечню, представленному в разделе 5.1.43 [32], в соответствии с положениями п. 4.1 ПНАЭ Г-1-001-85. В разделе П.2.5.4.2 Приложения 2 к ОУОБ [32], в соответствии с рекомендациями п. 3.10 Приложения 2 к РБ-001-05, приведено описание модели, использованной при проведении расчётного анализа. Для расчётов, в соответствии с требованиями п. 2.1.15 НП-082-07 и п. 1.2.9 НП-001-15, использовалось аттестованное ПС RELAP 5/mod 3.2 [9д]. Согласно [32], постулируется мгновенный поперечный разрыв полным сечением ОМТ петли № 2, имеющей максимальное количество ТВС.

В соответствии с рекомендациями п. 2.6.1.1 и п. 3.11 Приложения 2 к РБ-001-05, в разделе 5.1.7.4 [32] выполнен анализ разрыва ПМТ для проектного сценария и сценария с постулируемыми отказами в системах безопасности при работе энергоблока на номинальном уровне мощности, что является наиболее неблагоприятным и консервативным начальным условием. Следует отметить, что анализ данной аварии [32] был выполнен для разрыва ОМТ под СПН (данное местоположение характеризуется близостью сечения разрыва к месту подачи питательной воды), и для разрыва по штуцеру ОМТ БС (данное местоположение разрыва характеризуется ускоренным осушением БС). В соответствии с требованиями п. 1.2.12 НП-001-15, в ОУОБ [32] был принят единичный отказ на открытие задвижки Д-3А (элемент

защитной системы безопасности), в качестве не обнаруживаемых при эксплуатации отказов, влияющих на протекание аварии, приняты неоткрытие арматуры Д-3 (элемент системы нормальной эксплуатации) и задвижки МА-12 на линии подачи от НРО. Принятые в ОУОБ [32] отказы приводят к отсутствию возможности подачи питательной воды в ОЦК после опорожнения деаэратора

Согласно [32], при разрыве ОМТ срабатывает аварийная защита АЗ-1 по снижению уровня в БС, и реактор переводится в подкритическое состояние в течение 4 секунд. Согласно [32], в обоих расчётных вариантах моделировалось отключение ПЭН оператором с целью сохранения воды в деаэраторе на 143 секунде и 101 секунде от начала аварии для различных местоположений разрыва соответственно.

Расхолаживание РУ происходит с помощью КО СУЗ, теплоотвода к воде ББЗ и теплопотерь в окружающую среду. В дальнейшем персоналом должны быть приняты меры по организации подпитки деаэратора с помощью НЗВ из БЗВ. Согласно результатам расчёта [32], значение максимальной температуры топлива составляет 525°C, температуры оболочек твэлов и графита ниже, чем температура топлива. Данные параметры РУ не превышают принятых в ОУОБ [32] критериев приемлемости, что соответствует требованиям п. 1.2.12 НП-001-15.

Таким образом, в ОУОБ [32] показано, что при разрыве ОМТ с учётом последующих мер по подпитке ОЦК эксплуатационные пределы по температуре топлива, оболочки твэла и графитовой кладки не превышаются, что соответствует требованиям п. 1.2.12 НП-001-15 и п. 2.1.13 НП-082-07.

Извещением [68] Заявитель внёс изменения в раздел 5.1.7.7 ОУОБ [32]. В частности, в Извещении [68] приведены сведения о том, что при анализе разрыва опускного магистрального трубопровода постулируется срабатывание АЗ без одного наиболее эффективного рабочего органа СУЗ,

что соответствует требованиям п. 2.3.2.2 НП-082-07. Также в разделе 5.1.7.7 [68] приведены сведения о погрешности выполненных расчётных оценок, что соответствует требованиям п. 1.2.9 НП-001-15. Согласно ОУОБ [32, 68], сделанное при проведении расчётного анализа предположение о начале действий оператора по управлению аварией на 143 с и 101 с от начала аварии в зависимости от принятого сценария приводит к заведомо худшим последствиям, поэтому такое условие можно рассматривать как дополнительную ошибку персонала, что является консервативным допущением и соответствует требованиям п. 1.2.9 НП-001-15. В целом, непревышение установленных критериев для данной проектной аварии обеспечивается за счёт использования свойств внутренней самозащищённости РУ и работы систем безопасности, что соответствует требованиям п. 1.2.8 НП-001-15.

Изменения, вносимые Извещением [68] в раздел 5.1.7.7 ОУОБ [32], согласованы с разработчиками проектов РУ и АС, что соответствует требованиям п. 1.2.8 НП-001-15.

Редакционное замечание

В разделе 5.1.7.7 [32] не представлено подробного описания дополнительного сценария разрыва ОМТ с отсутствием подачи питательной воды, результаты которого приведены на рисунках 5.1.7.7-23 – 5.1.7.7-27 [32]. Также для данного сценария отсутствуют графики изменения температуры топлива, оболочек твэлов и графита. Кроме того, приведенный в разделе 5.1.7.7 ОУОБ [32] интервал расчётного времени 70 секунд является недостаточным для анализа данного процесса. **(6.2.10-1)**

6.2.11. Разрыв парового коллектора

В разделе 5.1.7.9 ОУОБ [32] рассмотрена авария с разрывом парового коллектора Ø 219x16 полным сечением с двусторонним истечением в бокс БС. Из всего спектра разрывов паропроводов это исходное событие является

самым крупным по масштабу истечения аварией с наиболее резким падением давления в ОЦК. Расчётный анализ выполнен с помощью аттестованного ПС RELAP5/mod 3.2 [9д], что соответствует требованиям п. 1.2.9 НП-001-15.

Рассмотрены два варианта протекания режима с разрывом парового коллектора [32], один вариант при проектном срабатывании оборудования и систем безопасности и один с отказами элементов систем безопасности. Принято [32], что до начала аварии энергоблок работает на номинальном уровне мощности.

В первом сценарии на 3,4 с от начала аварии по сигналу снижения давления в БС срабатывает АЗ-1, закрывается СКТ, открываются ОК СР, закрывается основная линия питательного узла. По линии гарантированного расхода продолжается подача питательной воды (около 10 т/час). При достижении уставок по падению уровня воды в БС (-0,5 м по уровнемеру) и давления в ОЦК (3 МПа) автоматически включается АСПОВ. В работе находится КО СУЗ. Далее оператор производит заполнение БС, регулируя подачу питательной воды через АСПОВ, и дальнейшее ускоренное расхолаживание, на заключительном этапе – через ТГР.

Расчётное моделирование показало [32], что в результате разрыва парового коллектора происходит резкое падение давления в БС. Уже через 0,4 с достигается уставка срабатывания АЗ-1, а к 150 с давление становится немногим выше атмосферного. После срабатывания АЗ-1 наблюдается сначала некоторый провал уровня воды в БС вследствие снижения парообразования в активной зоне, затем кратковременный рост, вызванный вскипанием воды в ОЦК вследствие быстрого падения давления. Вскипание теплоносителя приводит к увеличению паросодержания в ОЦК и замедлению падения уровня в БС в последующий период. После 350 с происходит резкое снижение паросодержания на входе в ТВС, что отражается на динамике падения уровня. Автоматическое включение АСПОВ приводит к

восстановлению уровня в БС до отметки около 0,4 м. Температура графитовых блоков в ходе процесса монотонно снижается на (100 – 130) °С в течение 0,5 часа [32]. Температура твэлов и графитовых втулок после срабатывания АЗ-1 резко падает, затем в течение 400 с возрастает до (420 – 430) °С в связи с запариванием ТВС на этом отрезке времени, а после включения АСПОВ снова снижается. Из всех критериев приемлемости только температура топлива кратковременно превышает свое номинальное значение (на 50°С), оставаясь существенно ниже температуры плавления магниевой матрицы (650°С).

Во втором варианте расчёта аварии с разрывом парового коллектора [32] учтено нарушение нормальной работы конденсатно-питательной системы, что в рассматриваемой аварии приводит к прекращению подачи воды из конденсатора в деаэратор. Подпитка деаэратора может осуществляться из БАЗ и ДБ-1,2 по двум линиям, закрытым при нормальных условиях эксплуатации задвижками Д-3А (по классификации НП-001-15 относится к элементам защитной системы безопасности) и Д-3 (относится к элементам систем нормальной эксплуатации). Еще одним источником охлаждающей воды помимо деаэратора являются БРО, из которых вода может подаваться НРО на всас АПЭН. Наиболее неблагоприятными в данной ситуации являются отказы, исключающие или затрудняющие подпитку деаэратора или подачу воды в ОЦК. В соответствии с требованиями п.1.2.12 НП-001-15 и рекомендациями п. 2.6.1.1 РБ-001-05, в качестве независимого единичного отказа элемента безопасности принят отказ на открытие задвижки Д-3 [32], что не позволяет использовать для подпитки деаэратора запасы воды в БАЗ и ДБ-1, 2. В качестве не обнаруживаемого при НЭ отказа было принято неоткрытие арматуры на линии подачи от НРО, что исключает возможность подачи воды из БРО-1,2 на всас АПЭН. Принятые отказы с учётом возможности нахождения АПЭН смежного энергоблока в ремонте приводят к отсутствию подачи питательной воды в ОЦК после опорожнения деаэратора.

Согласно результатам расчёта [32], до момента включения АСПОВ протекание процесса не отличается от варианта при проектном срабатывании оборудования. На 467,9 с оператор отключает АСПОВ для сохранения воды в деаэраторе. С этого момента прекращается подача питательной воды в ОЦК. Последующее расхолаживание РУ происходит за счёт работы насосов КО СУЗ, выпаривания теплоносителя из ОЦК, теплоотвода в ББЗ и теплопотерь в окружающую среду. Потери воды из деаэратора к 700 с незначительны по сравнению с запасами воды в ОЦК и составляют 6 т, уменьшение массы теплоносителя в ОЦК составило 8,5 т. Это более чем в 2 раза меньше, чем при разрыве РГК [32], поэтому температурное состояние элементов активной зоны при дальнейшем расхолаживании КО СУЗ будет не хуже, чем в аварии с разрывом РГК, которая рассмотрена в разделе 6.2.7 настоящего Экспертного заключения.

На основании проведенного анализа Заявителем сделан вывод [32] о том, что безопасность РУ обеспечивается имеющимися средствами, как при штатном протекании аварии, так и с учётом наиболее неблагоприятных отказов.

По результатам экспертизы замечаний нет.

6.3. Анализ запроектных аварий

6.3.1. Анализ реактивностных запроектных аварий

В п. 5.3.2.7 ОУОБ [32] рассмотрены два варианта самопроизвольного ввода положительной реактивности:

- поочередный самоход двух пар стержней АР весом $0,55\beta_{эф}$, скорость движения стержней 18 см/с без срабатывания АЗ;
- обезвоживание каналов СУЗ ($0,45 \beta_{эф}$) без срабатывания АЗ.

Также в ОУОБ [32] выполнен анализ обезвоживание каналов СУЗ без срабатывания АЗ вследствие большого разрыва в напорной части контура

СУЗ или при остановке насоса контура СУЗ и не включении резервного по АВР.

Результаты моделирования первой запроектной аварии показали [32], что самоход двух пар стержней АР на 2750 мм приводит к возрастанию нейтронной мощности до максимального значения, равного $\sim 419\%$ на 36 секунде с момента начала движения стержней, и возрастанию давления в БС до 9 МПа. Как указано в п. 5.3.2.7.1 [32], данная авария является наиболее тяжёлой. Она не только приводит к разрушению 150 ТВС (во всех остальных ТВС имеет место расплавление топливной матрицы), но происходит также разрушение компенсатора кожуха реактора и взвешивание верхней плиты. Однако вероятность данной аварии невелика и составляет $0,8 \cdot 10^{-7}$ [32].

На основании анализа, в п. 5.3.2.7.1 [32] указано, что в условиях данной аварии основными задачами персонала по смягчению последствий ЗПА становятся:

- ввод максимально возможного количества поглощающих стержней (или жидкого поглотителя) в активную зону, в течение не более суток с момента начала аварии, с целью не допустить последующего роста нейтронной мощности за счёт эффектов разотравления и расхолаживания;
- при первых признаках повышения давления газа в РП смежного реактора, остановить его нажатием на кнопку АЗ-1 и приступить к расхолаживанию.

Во втором варианте запроектной аварии с обезвоживанием КО СУЗ [32] предполагается отказ АЗ и работа реактора на номинальном уровне мощности. При нормальной работе АР происходит практически полная компенсация вводимой при опорожнении каналов СУЗ положительной реактивности $0,45 \beta_{эф}$ за 10 с, стержни АР вводят отрицательную

реактивность $0,55 \beta_{эф}$ за 16 секунд. В результате происходит выбег нейтронной мощности до максимального уровня $\sim 126\%$ на 32 секунде и 100 секунде от начала аварии, после чего мощность снижается до номинального значения, поскольку АР обладают необходимым запасом реактивности. Мощность поддерживается на этом уровне с небольшими колебаниями, связанными с запаздывающим действием стержней АР. Давление в ОЦК практически не изменяется, в РУ подается питательная вода, турбина работает, возрастания температуры твэлов и кризиса теплоотдачи не наблюдается.

По результатам экспертизы замечаний нет.

6.3.2. Разрыв барабана-сепаратора

В разделе 5.3.2.1 и в П.4.3.2.1 Приложения 4 к ОУОБ [32] Заявителем выполнен анализ запроектной аварии с разрывом БС при работе реактора на номинальном уровне мощности. В ОУОБ [32] рассматривались два варианта местоположения разрыва – в области нижней и верхней образующих корпуса БС. При анализе разрыва БС Заявителем моделируется течь из отверстия в барабане-сепараторе, площадь которого равна проходному сечению опускного трубопровода, разрыв моделируется в нижней части и в верхней части БС. Истечение пароводяной среды происходит в бокс барабана-сепаратора аварийного энергоблока.

В соответствии с требованиями п. 1.2.9 НП-001-15, расчётный анализ указанной ЗПА выполнен с помощью аттестованного ПС RELAP5/mod 3.2 [9д]. Для моделирования разрыва в нодализационной схеме была добавлена связь, имитирующая граничные условия в месте разрыва, с площадью проходного сечения, равному сечению опускного трубопровода.

Согласно результатам расчёта [32], срабатывание АЗ-1 происходит на 6 с от начала аварии при нижнем разрыве БС вследствие снижения уровня

теплоносителя до аварийной уставки, и через 3 с от начала аварии при верхнем разрыве по сигналу снижения давления в БС.

На 37 секунде (при нижнем разрыве БС) или на 19 секунде (при верхнем разрыве БС) от начала аварии достигаются условия включения АСПОВ (снижение уровня или давления в БС с подтверждением срабатывания АЗ-1). Режим работы АСПОВ определяется следующим алгоритмом [32]:

- включение АСПОВ происходит по снижению уровня в БС до –700 мм или в случае снижения давления в барабане-сепараторе до 3,0 МПа;
- первые 15 минут с момента включения АСПОВ расход охлаждающей воды равен 60 т/час, температура воды по мере замещения начального запаса деаэратора водой, поступающей из БАЗ, понижается со 104°С до 30°С;
- следующие 30 минут расход воды от АСПОВ равен 30 т/час, температура 30°С;
- следующий 1 час расход снижается до 20 т/час;
- следующие 3 часа расход от АСПОВ составляет 10 т/час (подача осуществляется работающим АПЭН из деаэратора);
- после исчерпания запаса воды в БАЗ осуществляется переход на ремонтное расхолаживание с расходом 10 т/час.

Для организации использования запаса воды АСПОВ для охлаждения активной зоны реактора требуется опустить уровень в групповых трубопроводах петель, открыв дренаж из сборных коллекторов групповых петель в дренажный бак. При этом должна быть замкнута через дренажный бак линия циркуляции с расходом ~35 т/час по схеме дренажный бак – насос дренажного бака – деаэратор – ТГР – ПЭН – система регулирующей арматуры АСПОВ – узел ввода воды от АСПОВ в ОЦК. При указанном расходе активная зона будет расхоложена до (60 – 70) °С примерно

за 6 – 7 часов [32]. Суммарный запас воды в баке деаэратора и баке аварийного запаса воды (в сумме 80 м³) достаточен для расхолаживания РУ за счёт этого запаса в течение 5 часов без учёта запаса воды в дренажном баке и является достаточным для приведения РУ в состояние, когда возможно перейти на схему ремонтного расхолаживания.

В аварийном процессе при нижнем разрыве БС на начальной стадии наблюдается возрастание температуры топлива до значения 440°C [32], что существенно меньше предела безопасной эксплуатации, равного 650°C. Возрастание температуры обусловлено вытеснением паровых пробок во входных коллекторах петель, подводящих трактах ТВС и опускных трубах ТВС. При верхнем разрыве БС температура топлива не превышает эксплуатационного предела. Таким образом, на основании результатов расчёта [32] показано, что за весь рассмотренный период развития аварии критерии приемлемости по теплотехническим параметрам РУ не превышаются. Однако, согласно ОУОБ [32], в течение первой минуты с момента аварии происходит наиболее интенсивное истечение теплоносителя через разрыв в помещение бокса барабана-сепаратора. Максимальное значение давления в боксе барабана-сепаратора аварийного энергоблока составляет 0,28 МПа и достигается через 0,5 минуты с момента начала аварии, через ~2 минуты давление в боксе понижается практически до уровня при нормальной эксплуатации. Указанное увеличение давления в боксе, ввиду угрозы разрушения строительных конструкций и вентиляционных систем, представляет наибольшую опасность в рассмотренном процессе. При этом действия персонала аналогичны, как для аварии с падением тяжёлых предметов на перекрытия реактора.

Редакционные замечания

Согласно П.4.3.2.1.4 Приложения 4 к ОУОБ [32], в Приложении 2 к ОУОБ [32] авария с течью из барабана-сепаратора рассмотрена при более

жёстких условиях с учётом отказа на срабатывание АЗ и отказа всех каналов расхолаживания, кроме контура охлаждения СУЗ. Однако в Приложении 2 [32] результаты этого рассмотрения не представлены. **(6.3.2-1)**

В ОУОБ [32] рассмотрена авария с течью из БС, площадь проходного сечения которой равна проходному сечению опускного трубопровода, т.е. Заявителем рассмотрена проектная авария с отрывом штуцера опускного трубопровода от БС без дополнительных отказов (при нижнем разрыве БС). Последствия верхнего разрыва БС по результатам расчёта [32] аналогичны и являются менее жёсткими, чем при проектной аварии с разрывом главного парового коллектора. Таким образом, в разделе 5.3.2.1 и в П.4.3.2.1 Приложения 4 к ОУОБ [32] рассмотрена проектная авария с течью из водяного и парового объёмов БС без учёта дополнительных отказов. **(6.3.2-2)**

6.3.3. Прекращение подачи теплоносителя в один раздаточный коллектор

В разделе 5.3.2.2 и в П.4.3.2.2 Приложения 4 к ОУОБ [32] Заявителем выполнен анализ запроектной аварии с прекращением подачи воды в один раздаточный коллектор вследствие блокирования опускного тракта одной петли ОЦК при работе реактора на номинальном уровне мощности. При моделировании аварии [32] Заявителем приняты множественные отказы, которые переводят это исходное событие в запроектную аварию. В ОУОБ [32] рассмотрены два сценария развития аварии с прекращением подачи воды в один РГК:

- первый вариант – принят отказ на срабатывание АЗ, мощность реактора поддерживается АР. В результате разрыва твэлов в ТВС давление в БС снижается до 5,5 МПа;
- второй вариант – АЗ сработала по снижению уровня в БС или по снижению давления в барабане–сепараторе. После срабатывания АЗ закрывается стопорный клапан турбины. Переключение с ПЭН на АПЭН

происходит через 10 минут после срабатывания АЗ. Автоматический пуск насоса СЛА осуществляется при достижении температуры воды в баке-барботере 80-90°C.

С целью оценки влияния на давление в контуре реактора истечения в разрыв стерегущий регулятор отключен, функции поддержания давления обеспечивались работой ГПК.

В соответствии с требованиями п. 1.2.9 НП-001-15, расчётный анализ указанной ЗПА выполнен с помощью аттестованного ПС RELAP5/mod 3.2 [9д].

При несрабатывании АЗ изменение реактивности компенсируется стержнями АР, нейтронная мощность поддерживается на номинальном уровне. На интервале 30 – 65 секунд после прекращения расхода через опускной тракт одной петли разрушаются 22 ТВС из 30, подключенных к аварийному коллектору. Расход из разорвавшихся ТВС в кладку достигает 33 кг/с, на 75 секунде от начала аварии расход суммарного истечения в кладку стабилизируется на значении 17 кг/с. Согласно результатам расчёта [32], только восемь ТВС с мощностью 200 кВт и ниже не достигли температуры, при которой разрушается внутренняя трубка твэла.

Через 150 секунд от начала аварии давление в верхней полости реакторного пространства достигает 0,32 МПа, что на 0,02 МПа меньше предельного давления разрушения кожуха реактора 0,34 МПа [32]. Движение верхней плиты вверх начинается в случае превышения избыточного давления значения 0,122 МПа. Таким образом, в условиях данной аварии время до момента разрушения кожуха реактора составляет одну минуту.

Согласно результатам расчёта [32], перед разрывом трубки твэла температура топлива достигает 920°C – 930°C, такой температуры достигают все ТВС мощностью 260 кВт и выше. Температура топлива восьми ТВС меньшей мощности достигает значений 785°C – 820°C. После разрыва

температура твэлов повреждённых ТВС снижается до 500°C – 590°C , в неповреждённых ТВС она снижается до 650°C . Все ТВС аварийной петли достигают температуры расплавления контактного материала топлива.

При расчётной скорости истечения теплоносителя в разрывы твэлов время опорожнения контура составит 0,5 часа [32]. Мерой для смягчения последствий данной ЗПА является ввод в активную зону стержней АЗ, так как после осушения реактора начнут разогреваться ТВС неповрежденных петель, что приведет к их повреждению.

Согласно результатам расчёта [32], в сценарии со срабатыванием АЗ все параметры РУ до 80 секунды, пока не сработает аварийная защита, изменяются аналогично, как и в сценарии с отказом АЗ. Но после снижения уровня в БС до 150 мм срабатывает АЗ-1, закрывается стопорный клапан, изменяется расход питательной воды. При срабатывании АЗ также имел место разрыв 22 ТВС. Однако расходы в разрыв снизились до 7 кг/с и, соответственно, в СЛА и в дренаж до 5 кг/с и 2 кг/с. После 100 секунд от исходного события у всех твэлов температура будет ниже 650°C , что ниже температуры плавления контактного материала топлива.

На основании расчётов [32] Заявителем сделан вывод, что прекращение подачи теплоносителя в раздаточный коллектор одной групповой петли приводит к разрывам 70% ТВС подключенных к аварийной петле на интервале времени 0,5 минуты (для обоих рассмотренных вариантов). В обоих рассмотренных сценариях возникает опасность разрушения кожуха реактора по компенсатору термических удлинений и потери работоспособности реактора из-за расстыковки всех телескопических соединений «графитовые колонны – стояки», приваренные к верхней плите, если даже разрушение кожуха не произойдёт. Вследствие перемещения верхней плиты на 100 мм при избыточном давлении в реакторном пространстве 0,12 МПа происходит расстыковка по всем телескопическим

соединениям. Поскольку в обоих рассмотренных сценариях избыточное давление существенно выше, расстыковка будет иметь место.

Извещением [64] Заявитель внёс корректировки в раздел П.4.3.2.2 Приложения 4 к ОУОБ [32] с целью устранения опечаток в части анализа аварии с прекращением подачи теплоносителя в коллектор одной групповой петли. Согласно Извещению [64], в результате разрыва трубок ТВС давление в БС снижается до 5,5 МПа. В первом рассмотренном варианте принималось [64], что АЗ не срабатывает, мощность реактора поддерживается на номинальном уровне стержнями АР. Во втором варианте АЗ сработала по снижению уровня или по снижению давления в барабане-сепараторе. Срабатывание АЗ при снижении расхода в I, II, V, VI групповым петлям ОЦК до 85 т/ч, в III, IV петлям до 55 т/ч и соответствующим реперным ТВС до 1,5 т/ч, по двум из трёх каналов, согласно алгоритму, установленному в Технологическом регламенте [2], в расчёте консервативно не учитывалось [64].

Согласно выводам по результатам анализа аварии [64], максимальное давление, которое достигается в РП в сценариях без срабатывания АЗ и при срабатывании АЗ составляет 0,32 МПа и 0,29 МПа соответственно. Т.е. при постулированном несрабатывании АЗ в результате развития аварии рост давления в БС носит более жёсткий характер.

По результатам экспертизы замечаний нет.

6.3.4. Падение тяжёлых предметов на перекрытия реактора

Согласно перечню запроектных аварий, приведенному в приложении к РБ-001-05, в п. 5.3.2.3 ОУОБ [32] рассмотрены возможные аварии, вызванные падением на перекрытие реактора тяжелых предметов:

- крана реакторного зала;
- строительных конструкций;

- перегрузочных средств.

Как указано в п. 5.3.2.3.1 [32], перечень исходных событий для анализа падения массивных предметов на верхнее перекрытие реактора в РБ-001-05 сформирован на основе программы анализов запроектных аварий по исходной информации. Во всех случаях падения массивных предметов на перекрытие возможно [32]:

- пластическое деформирование конструктивных элементов, выступающих над поверхностью перекрытия (в том числе каналов ИК, ПК, СК);
- локальное повреждение верхнего листа перекрытия с образованием вмятин на его поверхности;
- повреждение биологической защиты верхнего перекрытия реактора;
- повреждение приводов большого и малого вращающихся перекрытий и систем их электропитания и управления;
- повреждение электрических схем систем контроля реактора (подводящих и отводящих кабелей каналов ИК, ПК, СК);
- изменение положения поглощающих стержней в активной зоне (их частичное извлечение за счёт деформации конструкций в верхней части реактора);
- деформация элементов трактов ТВС, приводящая к прекращению расхода теплоносителя через ТВС, разрывам трактов ТВС.

Прочность верхней плиты реактора при всех рассмотренных случаях падения массивных предметов, сопровождающихся перемещением БВП на величину до 1,0 м, обеспечивается [32].

При анализе этих сценариев [32] в качестве наложенного отказа постулируется отказ аварийной защиты.

В п. 5.3.2.3.2 [32] проанализированы последствия перемещение 16 стержней СУЗ на 5 и 10 см вверх в результате падения тяжёлых предметов, в п. 5.3.2.3.3 [32] рассмотрены последствия блокирования трактов ТВС, в п. 5.3.2.3.4 [32] выполнен анализ разрыва трёх ТВС.

Наихудшие последствия из рассмотренных сценариев имеет подъём стержней на 10 см [32], в результате которого на 51 секунде мощность реактора достигла 262%. В дальнейшем процессе также наблюдается промежуточный подъём мощности из-за ввода положительной реактивности при разогреве кладки после опорожнения контура. На 1086 секунде от начала аварии достигается максимальная температура твэлов (1436°C), т.е. в части ТВС произошло разрушение оболочек твэлов. При этом через час после аварии наблюдается заметный выход продуктов деления из топлива и твэла в реакторное пространство.

В рассмотренном процессе генерируется заметное количество водорода. Существует угроза последующего подъёма мощности вследствие разотравления. Таким образом, по заключению Заявителя (п. 5.3.2.3.2 [32]), извлечение стержней на 10 см вверх из активной зоны является верхней границей, выше которой перемещение стержней повлечёт за собой массовое повреждение твэлов в ТВС. Радиационные последствия и меры по смягчению последствий данной ЗПА аналогичны указанным для аварии с самоходами стержней АР при несрабатывании аварийной защиты, которая была рассмотрена в разделе 6.3.1 настоящего Экспертного заключения.

По результатам экспертизы замечаний нет.

6.3.5. Накопление водорода (из-за радиолиза, окисления магния) и взрыв его в РП, контуре охлаждения каналов СУЗ, в помещениях системы локализации мокрой аварии

В соответствии с требованиями п. 3.1(а) НП-040-02 и для оценки возможности взрыва водорода в герметичных помещениях и оборудовании,

содержащем водородо-воздушно-парогазовую смесь, в п. 5.3.2.5 главы 5 и в Приложении 4 к ОУОБ [32] Заявителем проанализированы возможные процессы и источники, приводящие к образованию водорода в системах, элементах и помещениях РУ. В п. 5.3.2.5 главы 5 ОУОБ [32] указано, что в реакторной установке ЭГП-6 при нормальной эксплуатации генерация водорода имеет место в следующих объёмах:

- в воде основного контура циркуляции, протекающей через активную зону реактора;
- в воде контура отвода теплоты от каналов СУЗ;
- в воде баков биологической защиты;
- в реакторном пространстве.

В п. 5.3.2.5 главы 5 и в Приложении 4 к ОУОБ [32] установлены критерии водородной взрывобезопасности и указано, что для предотвращения возможности взрыва водорода в герметичных помещениях и оборудовании, содержащих водородно-воздушно-парогазовую смесь, должно быть обеспечено одно из следующих условий:

- концентрация водорода (объёмная) – менее 4%;
- концентрация кислорода (объёмная) – менее 5%;
- концентрация водяного пара (объёмная) – более 55%.

В п. 5.3.2.5 главы 5 и в Приложении 4 к ОУОБ [32] Заявителем проанализировано накопление водорода при запроектных авариях. К возможным сценариям ЗПА Заявитель относит в Приложении 4 к ОУОБ [32] накопление водорода (из-за радиолиза, окисления магния) и взрыв его в РП, контуре охлаждения каналов СУЗ, в помещениях системы локализации «мокрой» аварии.

В п. 5.3.2.5 главы 5 и в Приложении 4 к ОУОБ [32] указано, что объём образовавшегося водорода составляет до $2,5 \text{ м}^3$, при этом практически весь водород уходит в надреакторное пространство и далее в реакторный зал. На основании этого анализа Заявителем сделан вывод о том, что взрывоопасная концентрация не достигается вследствие больших объёмов помещений. В ОУОБ [32] указано, что если допустить, что весь образовавшийся водород остается в объёме газового контура, его концентрация составит 0,02 % объёмных, и в паро-азотной среде, заполняющей газовый контур, вероятность взрыва водорода исключена.

В ОУОБ [32] сделаны следующие выводы, относящиеся к водородной взрывобезопасности:

- при нормальной эксплуатации накопления водорода в помещениях РУ не происходит;
- при проектной «мокрой» аварии и при массовых разрывах ТВС взрывоопасные концентрации водорода в помещениях РУ, включая СЛА, не образуются;
- при нарушении вентиляции возможно накопление водорода в верхней части ББЗ. В этом случае взрывоопасная концентрация водорода при работе реактора на номинальной мощности может образоваться за ~24 ч.

Замечания

В ОУОБ [32] не представлена информация о расчётных анализах, подтверждающих достаточность и полноту объёма выполненных обоснований, учёт всех факторов, влияющих на результат в части накопления водорода (из-за радиолиза и окисления магния) в реакторном пространстве, контуре охлаждения каналов СУЗ, в оборудовании системы локализации мокрой аварии. Таким образом, водородная взрывобезопасность в ОУОБ [32] не обоснована в полном объёме (не соответствует требованиям п. 3.6.7 НП-001-15).

(6.3.5-1)

В ОУОБ [32] не показано наличие в проекте энергоблока № 2 Билибинской АЭС средств контроля физико-химических параметров водородсодержащих смесей в СЛА (несоответствие требованиям п. 3.6.7 НП-001-15). **(6.3.5-2)**

В п. 5.3.2.5 главы 5 и в Приложении 4 к ОУОБ [32] декларативно указано, что объём образовавшегося водорода не превышает $2,5 \text{ м}^3$. Однако в ОУОБ [32] не представлены результаты оценки количества и динамики генерации водорода при запроектных авариях. Отсутствие результатов расчётов не позволяет оценить состав взрывоопасных водородсодержащих смесей в объёме СЛА, что является несоответствием требованиям п. 2.1(в) НП-040-02. **(6.3.5-3)**

В п. 5.3.2.5 главы 5 и в Приложении 4 к ОУОБ [32] указаны допустимые концентрации водорода, кислорода и пара, т.е. для оценки взрывобезопасности в БВ использованы концентрационные пределы парогазовой смеси, которые установлены только для предварительно перемешанных, пространственно однородных по химическому составу паро-водородно-воздушных смесей. Таким образом, в ОУОБ [32] использована «средняя» для расчётного объёма концентрация и не учтён эффект стратификации паро-водородно-воздушных смесей. Оценка концентрации водорода в среднем по расчётным объёмам является не корректной, так как непревышение средним значением концентрации водорода указанной величины не гарантирует недостижение локальными концентрациями водорода значений, при которых возможно воспламенение паро-водородно-воздушных смесей (несоответствие требованиям п. 2.1(в) НП-040-02).

(6.3.5-4)

Редакционное замечание

Количество образовавшегося водорода оценено в п. 5.3.2.5 главы 5 и в Приложении 4 к ОУОБ [32] объёмом $2,5 \text{ м}^3$, который зависит от параметров

состояния парогазовой среды (температура, давление). Однако в ОУОБ [32] не указаны параметры состояния паро-водородно-воздушных смесей, к которым относится приведенное значение объёма образовавшегося водорода, т.е. не подтверждён учёт всех факторов, влияющих на результат. **(6.3.5-5)**

6.3.6. Возникновение пожара в помещениях станции (БЩУ, кабельных коридорах, помещениях СУЗ и др.)

Результаты детерминистического анализа безопасности в части последствий возникновения пожара в помещениях станции (БЩУ, кабельных коридорах, помещениях СУЗ и др.) приведены Заявителем в отчёте [1] и в разделе п. 4.3.2.12 Приложения 4 к ОУОБ [32].

Согласно отчёту [1], наибольшую опасность для безопасного останова и расхолаживания энергоблоков представляет пожар на БЩУ, т.к. в этом случае, кроме частичной потери управления и контроля состояния реакторной установки, могут сформироваться условия, которые усложняют процесс аварийного расхолаживания. Заявителем отмечено [1], что порядок действий персонала при угрозе потери и при потере БЩУ в результате воздействия опасных факторов пожара определён «Инструкцией по расхолаживанию блоков при потере БЩУ» (БиАЭС 1.2.5.03.999.11.22), в соответствии с которой оперативный персонал БЩУ, ЦЩУ выполняет работы в условиях задымления помещений щитов управления с применением дыхательных аппаратов на сжатом воздухе, что соответствует требованиям п. 9 НПБ 113-03.

В Приложении 4 к ОУОБ [32] приводится описание активных и пассивных средств предотвращения нарушений функционирования систем безопасности и важных для безопасности. Отмечено [32], что Заявителем выполнено покрытие всех кабелей в кабельных коридорах негорючими составами и герметизация кабельных проходок между помещениями негорючими материалами. С помощью активных средств осуществляется

обнаружение и тушение пожара, включая первичные средства пожаротушения, аварийная сигнализация и освещение. Системы противопожарного водоснабжения и пенного пожаротушения проверяются два раза в год, что соответствует положениям п. 55 Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

Как указано в п. 5.3.2.12 [32], при возникновении очага загорания в помещениях Билибинской АЭС может произойти разрушение строительных конструкций (например, потолочного перекрытия реакторного зала), падение их на реактор и вызванное этим событием изменение реактивности и теплового режима реактора, которое было рассмотрено в разделе 6.3.4 настоящего Экспертного заключения. Такие аварии рассмотрены при проведении параметрического анализа последствий падения тяжёлых предметов на верхнее перекрытие реактора. Однако пожары в помещениях Билибинской АЭС могут не приводить к разрушению строительных конструкций, но нарушать работу систем безопасности и важных для безопасности, исключить доступ в помещения, где находятся органы управления СБ и СВБ.

В п. 5.3.2.12.1 [32] рассмотрены последствия пожара в кабельных коридорах. Максимальным нарушением при этом исходном событии является потеря электропитания всех категорий. В активную зону под действием собственного веса погружаются восемь стержней АЗ и десять стержней РС-АЗ. Расхолаживание происходит за счёт выпаривания воды из основного контура циркуляции со сбросом пара в атмосферу через ГПК и за счёт рассеяния теплоты в окружающее пространство. Через шесть часов после исходного события в контуре остается пять тонн воды. Этого количества достаточно для заполнения активной зоны и поддержания теплоотвода. Начиная с этого момента, потери теплоты из активной зоны превышают остаточное тепловыделение, и давление в контуре начинает снижаться. Соответственно снижается температура ТВС и графитовой

кладуки, повреждение или разрушение твэлов не происходит так же, как и при запроектной аварии с потерей электропитания собственных нужд.

Как показано в п. 5.3.2.12.2 [32], максимальные последствия при пожаре на БЩУ – это потеря возможности управления и контроля процессов с БЩУ. Указаны следующие действия персонала по управлению данной аварией [32] – заглушить реактор нажатием кнопки АЗ-1 на ЦЩУ. Если цепи управления не нарушены, то в активную зону войдут восемь стержней АЗ, четыре стержня АР и десять стержней РС-АЗ. При нарушениях в цепях управления стержнями СУЗ и несрабатывании кнопки АЗ-1 на ЦЩУ отключаются оба автомата электропитания 48В постоянного тока шкафа аварийной защиты, после чего в активную зону войдут восемь стержней АЗ и десять стержней РС-АЗ. Персонал покидает БЩУ и проводит аварийное расхолаживание энергоблока со скоростью изменения температуры в ОЦК (30 – 60)°С/ч [32]. При этом нарушения теплосъёма и возрастания температуры не происходит.

Согласно п. 5.3.2.12.3 [32], пожар в помещении приводов СУЗ может привести к выводу из строя силовых кабелей и кабелей управления, заклиниванию редукторов приводов стержней РС-АЗ, РР и АР. В этой ситуации Заявитель предполагает следующие действия персонала [32] – заглушение реактора нажатием кнопки АЗ-1 на БЩУ. В активную зону вводятся восемь стержней АЗ и десять стержней РС-АЗ. Осуществляется расхолаживание РУ со скоростью 60°С/ч. Принимаются меры по тушению пожара, вводятся в действие средства пожаротушения. При невозможности (недоступности) ввода стержней РС-АЗ из помещения приводов СУЗ, снимаются вращающиеся перекрытия над реактором, вскрываются тросопроводы от приводов СУЗ, перекусываются тросы и стержни погружаются в активную зону. Расхолаживание энергоблока производится по штатной схеме.

На основании результатов анализа Заявитель сделал вывод (5.3.2.12.4 [32]) о том, что к наиболее неблагоприятным последствиям приводит аварийная ситуация с исходным событием «пожар в кабельных коридорах», которая приводит к потере электропитания всех категорий. Однако в этом случае не происходит повреждений и разгерметизации твэлов и, соответственно, отсутствует опасность выхода радиоактивных продуктов деления в помещения АЭС и в окружающую среду. Совмещение нескольких исходных событий, связанных с пожаром (пожар в кабельных коридорах и на БЩУ, пожар в кабельных коридорах, помещении приводов СУЗ и на БЩУ) не вносит принципиальных отличий в рассмотренные аварийные ситуации и не приводит к более неблагоприятным последствиям.

Редакционные замечания

В отчёте [1] и Приложении 4 к ОУОБ [32] не указаны технические и организационные меры по защите оперативного персонала на БЩУ, ЦЩУ от опасных факторов пожара (тепловой поток, снижение видимости и др.) для обеспечения его работы (действий) в условиях пожара в течение времени, необходимого для принятия мер по обеспечению безопасности энергоблока. В соответствии с Инструкцией (БиАЭС 1.2.5.03.999.11.22), оперативный персонал привлекается к выполнению работ в условиях пожара на БЩУ и ЦЩУ. **(6.3.6-1)**

В Приложении 4 к ОУОБ [32] не указаны конкретные меры по тушению пожара и введению в действие средств пожаротушения в помещении приводов СУЗ, что не соответствует рекомендациям п. 1.2.2. РБ-001-05. **(6.3.6-2)**

6.3.7. Потеря электропитания собственных нужд при отказе аварийной защиты

В разделе 5.3.2.6 ОУОБ [32] рассмотрено протекание аварии с полной потерей электроснабжения СН на длительное время. При срабатывании АЗ-1

по факту обесточивания СН и сохранении герметичности ОЦК указанная авария не приводит к тяжёлым последствиям. Согласно ОУОБ [32], остаточное энерговыделение от активной зоны отводится, в основном, кипящим теплоносителем в ОЦК и теплоносителем в КО СУЗ, в которых устанавливается режим естественной циркуляции с расходом менее 5% от номинального. Генерируемый в ОЦК пар сбрасывается через ГПК. Через шесть часов от исходного события потери тепла от РУ превысят мощность остаточного энерговыделения, и давление в контуре начнет снижаться. Согласно оценкам Заявителя [32], на этот момент в контуре останется 4,2 т воды, которых достаточно для заполнения активной зоны и поддержания теплоотвода в течение длительного времени.

В П.4.3.2.13 Приложения 4 к ОУОБ [32] Заявителем выполнен анализ запроектной аварии типа ATWS с потерей электроснабжения СН при несрабатывании АЗ-1. При этом электроснабжение от САЭ работоспособно. Для расчёта в ОУОБ [32] принят сценарий с потерей электропитания собственных нужд СН без заглушения реактора в режиме АЗ-1. Рассмотрено два сценария – при работоспособном АР с двумя парами стержней и без работы АР. При потере электропитания СН отключаются все ПЭН, КН, ЦН (питательная вода в нужном объеме в ОЦК не подаётся, штатный контур расхолаживается через конденсатор турбины). Включаются ДГ, АПЭН подают в ОЦК воду из деаэраторов с расходом 10 т/час. Также работоспособны насосы КО СУЗ.

В исходном состоянии суммарная мощность всех ТВС реактора равна 92% от номинальной мощности реактора, остальная часть энергии выделяется в графитовом замедлителе, ячейках СУЗ и в отражателе активной зоны.

В соответствии с требованиями п. 1.2.9 НП-001-15, расчётный анализ указанной ЗПА выполнен с помощью аттестованного ПС RELAP5/mod 3.2

[9д], с учётом модели точечной кинетики для моделирования работы АР. Согласно ОУОБ [32], модель точечной кинетики была верифицирована по результатам измерений, выполненных непосредственно на реакторе. Эти измерения включали штатные переходные режимы пуска и расхолаживания, испытания ГПК с инициируемым подрывом на 10-12 с и последующей посадкой, срабатывание АЗ.

Изменение мощности реактора на начальном этапе аварии определяется суммарной реактивностью, основной вклад в которую вносят перемещения стержней АР, изменения температуры топлива и графита, плотности теплоносителя. Согласно результатам расчёта [32], в течение 510 секунд мощность реактора сохраняется на уровне 100%. Последующее резкое снижение мощности обусловлено срывом циркуляции после потери уровня в барабане-сепараторе. На этом этапе аварии отрицательные эффекты реактивности от запаривания ТВС и возрастания температуры топлива (Допплер-эффекта) превысили «вес» АР – $0,55\beta_{эфф}$. На 800 секунде с момента обесточивания мощность энерговыделения достигает величины 5,3%.

К 450 секунде от начала аварии давления в ОЦК составило 8,9 МПа, расход паровой среды через три открытые ГПК составил 135 т/час. В то же время происходят первые единичные разрывы ТВС, которые в течение 10-20 секунд переходят в массовые разрывы. Потеря теплоносителя приводит к быстрому снижению давления, в результате которого к 560 секунде давление в ОЦК достигло атмосферного значения.

Давление в реакторном пространстве растёт и как только достигает предельного значения, происходит разрыв компенсатора кожуха реактора на 525 секунде от начала аварии.

Снижение мощности в повреждённом реакторе продолжается до 2000 секунды, после этого мощность медленно растёт. К 4000 секунде мощность энерговыделения возрастает до $30\%N_{ном}$. Последующее моделирование не

имеет смысла, поскольку уровни температуры ТВЭЛОВ оказываются достаточными для развития интенсивных термохимических процессов, приводящих к значительным изменениям геометрии и состава активной зоны.

Во втором рассмотренном сценарии перемещение стержней АР не предполагается. На начальном этапе аварии в течение 30 секунд мощность реактора сохраняется практически неизменной (~100%) и далее происходит снижение мощности из-за преобладания отрицательных эффектов реактивности.

Повышение температуры ТВЭЛОВ в сравнении с доаварийным значением наблюдалось только на первой минуте процесса и оказалось незначительным [32]. В дальнейшем процессе развития аварии происходило только снижение температуры.

Согласно результатам анализа сценария с неработающим АР [32], в течение всего расчётного времени сохраняется надёжный отвод тепла от топлива и реализуется режим расхолаживания РУ. Отвод пара осуществляется через ГПК, рост давления в ОЦК не превышает уставок срабатывания ГПК. Через 16 минут в БС будет потерян уровень, расходы через ТВС начнут снижаться. Снижение мощности при сохраняющейся подаче питательной воды от АПЭН приведёт к восстановлению уровня в барабане-сепараторе. Этот сценарий ЗПА протекает без повреждения ТВС, и целостность физических барьеров на пути распространения радиоактивных веществ сохраняется.

Согласно оценкам Заявителя [32], имеется достаточно времени (около 20 часов) для ручного ввода поглощающих стержней или жидкого поглотителя в активную зону для предотвращения повторной критичности при разотравлении реактора. Таким образом, главными мерами по смягчению последствий ЗПА с обесточиванием СН является заглушение реактора, обеспечение его подкритичности и организации аварийного охлаждения.

По результатам экспертизы замечаний нет.

6.4. Оценка дополнительного анализа безопасности наиболее тяжёлых аварий с учётом экстремальных внешних воздействий

6.4.1. Полная потеря электропитания собственных нужд при потере конечных поглотителей тепла

В разделе 5.3.2.6 и П.4.3.2.6 Приложения 4 к ОУОБ [32] рассмотрено протекание аварии с полной потерей электроснабжения СН на длительное время. При срабатывании АЗ-1 по сигналу обесточивания СН и сохранении герметичности ОЦК указанная авария не приводит к тяжёлым последствиям. Согласно ОУОБ [32], остаточное энергоснабжение от активной зоны отводится, в основном, кипящим теплоносителем в ОЦК и теплоносителем в КО СУЗ, в которых устанавливается режим естественной циркуляции с расходом менее 5% от номинального. Генерируемый в ОЦК пар сбрасывается через ГПК. Через ~6 часов от исходного события потери тепла от РУ превысят мощность остаточного энергоснабжения, и давление в контуре начнет снижаться. Согласно оценкам Заявителя [32], на этот момент в контуре останется 4,2 тонны воды, которых достаточно для заполнения активной зоны и поддержания теплоотвода в течение длительного времени.

В разделе 5.1.6.7 ОУОБ [32] рассмотрена проектная авария с потерей штатного электропитания собственных нужд, в качестве отказа элемента безопасности принято несрабатывание АПЭН, также полагается, что насосы КО СУЗ неработоспособны. Поскольку КО СУЗ является одним из каналов отвода остаточного энергоснабжения от реактора, рассмотренный в разделе 5.1.6.7 ОУОБ [32] сценарий аварии с обесточиванием СН является аналогичным режиму с потерей конечных поглотителей тепла.

В соответствии с требованиями п. 1.2.9 НП-001-15, расчётный анализ проектной аварии с потерей штатного электропитания собственных нужд и дополнительными отказами выполнен с помощью аттестованного ПС

RELAP5/mod 3.2 [9д]. Расчёт температуры ТВС, стержней СУЗ и графита выполнялся по программному комплексу COSMOS/M [10д], адаптированным для расчётов канальных реакторов типа ЭГП-6.

Согласно результатам расчёта [32], спустя 4 часа от начала аварии в ячейке наиболее мощной ТВС ($1,33 N_{ср}$) температура графитового блока снижается с 510°C до 300°C , графитовой втулки – с 390°C до 285°C , оболочки твэла – с 320°C до 280°C . В ячейке СУЗ температура поглощающего стержня уменьшается с 635°C до 325°C , графитового блока – с 450°C до 310°C , температура графитовой втулки сначала возрастает до 460°C вследствие прекращения работы КО СУЗ, а затем снижается до 315°C .

В таблице раздела 5.1.6.7 [32] приведены максимальные значения параметров РУ, определяющих целостность физических барьеров безопасности, согласно которой предельные значения температуры топлива и давления в ОЦК в рассмотренном аварийном процессе не превышаются с большими запасами спустя 4 часа от начала аварии.

Согласно разделу 5.1.6.7 ОУОБ [32] и разделам 5.1.8.1 и П.2.5.7.1 Приложения 2 к ОУОБ [32], дальнейшее безопасное расхолаживание РУ в условиях аварии с потерей электропитания собственных нужд при потере конечных поглотителей тепла может быть проведено с использованием мобильной техники. Более тяжёлая запроектная авария с разрывом общего всасывающего коллектора ПЭН, НОС, АПЭН при полном обесточивании энергоблока и с учётом мер по смягчению последствий с помощью мобильной техники проанализирована в разделе п. 5.1.8.2 [32]. В связи с этим, замечания и рекомендации к анализу аварии с полной потерей электропитания собственных нужд и потерей конечных поглотителей тепла приведены в разделе 6.4.2 настоящего Экспертного заключения.

6.4.2. Разрыв общего всасывающего коллектора ПЭН, НОС, АПЭН при полном обесточивании АЭС и потере конечных поглотителей тепла

В разделах 5.1.8.2 и П.2.5.7.2 Приложения 2 к ОУОБ [32] Заявителем рассмотрена запроектная авария с разрывом общего всасывающего коллектора ПЭН, АПЭН и НОС с полной потерей электропитания собственных нужд и потерей конечных поглотителей тепла. Насосы ПЭН, АПЭН, НОС, участвующие в процессе отвода тепла от реактора к теплоносителю, подключены к деаэратору посредством общего всасывающего коллектора, таким образом, разрыв указанного коллектора приводит к потере всех активных каналов охлаждения РУ.

В этих условиях единственным средством подачи охлаждающей воды в реактор является автономная мобильная техника. До момента её ввода в действие происходит разогрев топлива, оболочек твэлов и графита. Для обеспечения целостности основных физических барьеров – топлива и графита, и смягчения последствий рассмотренной аварии Заявителем предполагается подача воды в ОЦК с помощью дополнительных аварийных систем водоснабжения от мобильного оборудования не позднее чем через 3 часа от начала аварии [32].

Согласно ОУОБ [32], на второй секунде от начала аварии формируется сигнал на срабатывание АЗ-1 по обесточиванию АЭС. Однако он консервативно не учитывается, т. К. принят отказ на срабатывание АЗ-1 по первому сформировавшемуся сигналу. Срабатывание АЗ-1 происходит в момент времени 181,7 с по достижении уставки снижения расхода в петле № 2 на 30 %. Через 0,5 с после срабатывания АЗ-1 закрывается СКТ.

Согласно Извещению [65], Заявителем консервативно принято, что возможное при обесточивании СН срабатывание защиты турбины по повышению числа оборотов с более ранним закрытием СКТ на первой

секунде процесса не происходит. Пар продолжает отбираться из ОЦК до момента срабатывания АЗ-1, уменьшая тем самым массу теплоносителя, являющегося эффективным поглотителем тепла.

Вследствие отсутствия подпитки ОЦК происходит снижение уровня в БС за счёт выкипания теплоносителя и сброса пара через ГПК. Через полчаса от начала аварии БС опустошается полностью. Давление в ОЦК поддерживается за счёт работы ГПК на уровне уставок открытия/закрытия (6,67 – 6,08) МПа [32, 65]. Через один час от начала аварии наблюдается запаривание ТВС.

Через половину часа после исходного события и опустошения БС происходит разрыв контура циркуляции. Однако запаса теплоносителя в реакторе достаточно для эффективного отвода остаточного энерговыделения ещё в течение получаса. После этого наблюдается разогрев топлива (до 420°C для выделенной ТВС) и конструкций активной зоны (до 390°C) вследствие ухудшения теплоотвода из-за запаривания ТВС. Температура графитовой кладки не превосходит 652°C, что менее критерия приемлемости для проектных аварий 750°C.

Через три часа включается в работу мобильная техника и начинается подача воды из водохранилища в ОЦК с помощью ПНУ 25-700, для снижения давления принудительно открывается ГПК. С этого момента начинается заполнение ОЦК водой и расхолаживание реактора.

Заполнение ОЦК холодной водой приводит к снижению средних значений температуры топлива и конструкций активной зоны. Максимальная температура поглощающих стержней СУЗ не превышает её значения в исходном состоянии – 635°C [32].

В таблице 5.1.8.2-2 [32] приведены максимальные значения параметров РУ, определяющих целостность физических барьеров, согласно которой предельные значения температуры топлива и давления в ОЦК в

рассмотренном аварийном процессе с учётом работы мобильного оборудования не превышаются с большими запасами.

Редакционные замечания

В ОУОБ [32, 65] в качестве меры по смягчению последствий запроектных аварий с разрывом общего всасывающего коллектора и полной потерей электропитания собственных нужд предполагается использование ПНУ при высоком давлении в ОЦК. Однако принудительное открытие ГПК не позволяет снизить давление в контуре циркуляции ниже давления, развиваемого высоконапорной ПНУ 25-700, поскольку ГПК закроются в связи с наличием в их конструкции пассивного механизма. Таким образом, использование ГПК для сброса давления в ОЦК делает невозможной подачу охлаждающей воды в реактор. В условиях данной аварии необходимо использовать другие ПСУ. Следовательно, эффективность использования мобильных средств для смягчения последствий ЗПА в ОУОБ [32] не обоснована (несоответствие рекомендациям п. 2.6.3.2 РБ-001-05). **(6.4.2-1)**

При представлении анализа ЗПА с разрывом общего всасывающего коллектора и полной потерей электропитания собственных нужд в главе 5 и Приложении 2 ОУОБ [32], Заявителем не указано программное средство, не приведены нодализационная схема РУ и описание модели трубопроводов с ПНУ, с помощью которой выполнялся расчётный анализ данной аварии и др. (несоответствие положениям пп. 4.2.2 – 4.2.4 ПНАЭ Г-1-001-85 и рекомендациям пп. 2.6.1.2, 2.6.3.2 РБ-001-05). **(6.4.2-2)**

В разделе П.2.5.7.2 Приложения 2 к ОУОБ [32] некорректно указано, что через 0,5 часа после исходного события и опустошения БС «происходит разрыв замкнутого в гидравлическом смысле контура циркуляции». Должно быть указано, что имеет место срыв естественной циркуляции теплоносителя. **(6.4.2-3)**

Согласно рис. 5.1.8.2-10 [32], расход на входе выделенной ТВС после подключения ПНУ испытывает колебания, а затем снова устанавливается на нулевом значении. Из результата расчёта, представленного на рис. 5.1.8.2-10 [32], следует, что восстановление охлаждения активной зоны реактора не произошло. Никаких пояснений о моделировании расхолаживания выделенной ТВС в ОУОБ [32] не приведено. **(6.4.2-4)**

6.4.3. Разрыв раздаточного группового коллектора с одновременным полным обесточиванием АЭС и потерей конечных поглотителей тепла

В ОУОБ [32] представлен анализ протекания запроектной аварии, связанной с разрывом раздаточного группового коллектора с одновременным полным обесточиванием АЭС и потерей конечных поглотителей тепла на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС. В разделах П.2.5.4.2 и П.2.5.4.3 Приложения 2 к ОУОБ [32], в соответствии с положениями п. 3.10 Приложения 2 к РБ-001-05, приведено описание модели, использованной при анализе и указано, что для расчётов гидравлических характеристик РУ в соответствии с требованиями п. 2.1.15 НП-082-07 и п. 1.2.9 НП-001-15, использовалось аттестованное ПС RELAP5/MOD 3.2 (аттестационный паспорт № 317 от 9 октября 2012 года) [9д], для расчёта температурного состояния элементов реактора использовалось аттестованное ПС COSMOS/M (аттестационный паспорт № 269 от 18 февраля 2010 года) [10д].

Согласно разделу П.2.5.4.2 Приложения 2 к ОУОБ [32], нодализационная схема, разработанная для анализа аварий на РУ ЭГП-6, состоит из шести циркуляционных петель с выделенной ТВС во второй петле. В качестве критериев приемлемости, подтверждающих целостность оболочек твэлов и графитовой кладки Заявителем приняты максимальная температура топлива 650°C, максимальная температура оболочки твэла 930°C и максимальная

температура графита ТК 750°C. Принятые критерии соответствуют критериям, установленным в п. 5.3 Приложения к НП-082-07.

В качестве исходного события аварии в ОУОБ [32] рассмотрен мгновенный поперечный разрыв полным сечением РГК петли № 2, имеющей максимальное количество ТВС, с двухсторонним истечением теплоносителя в надреакторное пространство между верхней плитой и верхним перекрытием, что является наиболее неблагоприятным и консервативным начальным условием и соответствует требованиям п. 1.2.9 НП-001-15 и положениям п. 3.11 Приложения 2 к РБ-001-05. Следует отметить, что в режимах нормальной эксплуатации конечным поглотителем генерируемого в реакторе тепла является воздух, однако при полном обесточивании применение насосного оборудования для расхолаживания энергоблока при различных авариях путем подачи воды в ОЦК из различных ёмкостей (БРО, ДБ, БАЗ, БЗВ) невозможно. Дополнительно, Заявителем постулировалось [32] несрабатывание АЗ-1 по первому сигналу и потеря отвода тепла к ББЗ, КО СУЗ, внешним по отношению к активной зоне конструкциям. Таким образом, согласно принятому сценарию, тепло отводилось только с помощью вскипания теплоносителя в ОЦК.

В ОУОБ [32], в соответствии с положениями п. 2.6.3.2 РБ-001-05, указана последовательность событий, происходящих при данном сценарии. Согласно [32], через 30 секунд после исходного события срабатывает АЗ по уставке падения давления в БС, и реактор в течение четырёх секунд переводится в подкритическое состояние. Далее происходит выпаривание воды из ОЦК и постепенный разогрев элементов активной зоны за счёт остаточных тепловыделений в реакторе. В ОУОБ [32], соответствии с положениями п. 2.6.3.3 РБ-001-05, приведены результаты расчётного анализа. Также, в соответствии с положениями п. 2.6.3.3 РБ-001-05, в качестве мер по управлению данной ЗПА указано, что не позднее, чем через три часа необходимо подавать воду в ОЦК от ПНУ из водохранилища. Согласно

ОУОБ [32], при принятом сценарии с действиями оператора для канала с максимальной мощностью максимальная температура топлива составляет 710°C, что выше принятого критерия приемлемости и приводит к плавлению топливной матрицы. Однако максимальная температура оболочки твэлов составляет 710°C, что ниже принятых критериев приемлемости. Таким образом, герметичность твэлов сохраняется, и выхода продуктов деления не происходит. Максимальная температура графита составляет 730°C, что также ниже критерия 750°C. Из анализа представленных в ОУОБ [32] результатов следует, что при разрыве РГК с одновременным полным обесточиванием и потерей конечных поглотителей тепла и при своевременно принятых мерах по подаче воды в ОЦК выхода продуктов деления за пределы оболочек твэлов не происходит. Таким образом, последствия ЗПА ограничиваются, что соответствует требованиям п. 1.2.11 НП-001-15.

Извещением [68] Заявитель внёс изменения в раздел 5.1.8.3 ОУОБ [32]. В частности, в Извещении [68] приведены сведения о погрешности выполненных расчётных оценок, что соответствует требованиям п. 1.2.9 НП-001-15. Изменения, вносимые Извещением [68] в раздел 5.1.7.7 ОУОБ [32], согласованы с разработчиками проектов РУ и АС, что соответствует требованиям п. 1.2.8 НП-001-15.

Редакционное замечание

В разделах 5.1.8.3 и П.2.5.7.3 ОУОБ [32] для запроектной аварии с разрывом РГК при полном обесточивании АЭС и потере конечных поглотителей тепла не выполнен анализ последствий данной аварии при отсутствии мер по управлению ЗПА. **(6.4.3-1)**

6.4.4. Многоблочные аварии

В разделе П.4.3.9 Приложения 4 к ОУОБ [32] Заявителем рассмотрены возможные сценарии запроектной аварии, протекающей одновременно на трёх работающих энергоблоках Билибинской АЭС. Для рассмотрения в

ОУОБ [32] принят сценарий многоблочной аварии с полной потерей электропитания собственных нужд АЭС от всех внешних и внутренних источников в результате экстремальных внешних воздействий с наложением отказа аварийной защиты на трёх энергоблоках. Данный отказ может иметь место, например, при сейсмическом воздействии выше 8 баллов по шкале MSK-64. Указанная авария затрагивает реакторы энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС и БВ-1-4. В анализе предполагалось [32], что исходное событие не приводит к повреждению технологического оборудования на энергоблоках, и оно сохраняет свою целостность и работоспособность.

В П.4.3.2.13 Приложения 4 к ОУОБ [32] Заявителем выполнен анализ запроектной аварии типа ATWS с потерей электроснабжения СН при несрабатывании АЗ-1 для одного энергоблока Билибинской АЭС. Для расчёта в ОУОБ [32] принят сценарий с потерей электропитания собственных нужд СН без заглушения реактора в режиме АЗ-1. Рассмотрено два сценария – при работоспособном АР с двумя парами стержней и без работы АР.

В сценарии с работающими АР к 450 секунде от начала аварии давления в ОЦК составило 8,9 МПа. В то же время происходят первые единичные разрывы ТВС, которые в течение 10-20 секунд переходят в массовые разрывы. Давление в реакторном пространстве растёт и как только достигает предельного значения, происходит разрыв компенсатора кожуха реактора на 525 секунде от начала аварии.

Согласно результатам анализа аварии с неработающим АР [32], реактор будет переведён в подкритическое состояние за счёт обратных связей реактивности по плотности теплоносителя. В течение всего расчётного времени сохраняется надёжный отвод тепла от ТВЭЛов и, в конечном счёте, реализуется режим расхолаживания. Отвод пара осуществляется через ГПК, рост давления в ОЦК не превышает уставок срабатывания ГПК. Согласно оценкам Заявителя [32], имеется достаточно времени (~20 часов) для ручного

ввода поглощающих стержней или жидкого поглотителя в активную зону для предотвращения повторной критичности при разотравлении реактора. Таким образом, главными мерами по смягчению последствий ЗПА с обесточиванием СН является заглушение реактора, обеспечение его подкритичности и организации аварийного охлаждения. Согласно оценкам Заявителя [32], данная авария развивается независимо на каждом энергоблоке, ликвидация последствий выполняется одновременно на всех энергоблоках силами эксплуатационного персонала в соответствии с действующей РУЗА [5] и использованием имеющейся мобильной техники.

Для предотвращения выхода реакторов на мощность, в первую очередь, персоналом принимаются меры по восстановлению КФБ, направленной на удержание реакторов в подкритическом состоянии, а именно восстановление электропитания СН и принудительный ввод в активную зону всех поглощающих стержней СУЗ, ввод в активную зону через ОЦК раствора борной кислоты, с обогащением по бору-10 до 80%. Подготовка к вводу в реакторы раствора борной кислоты в данной ситуации должна быть начата немедленно (по фактам полного обесточивания энергоблоков Билибинской АЭС и обнаружения отказа АЗ на заглушение реакторов). Приготовление раствора борной кислоты и ввод его в основные циркуляционные контуры реакторов выполняется через резервные трубопроводы системы мобильной спецтехники, с применением оборудования, предназначенного для управления запроектными авариями на Билибинской АЭС (пожарной машины и ПНУ). Наличный запас технических средств позволяет обеспечить подачу во все три аварийных реактора поглощающего раствора борной кислоты в необходимом количестве в течение не более двух часов от начала аварии, что является приемлемым для рассмотренных выше условий протекания многоблочной аварии.

Однократный ввод раствора борной кислоты в объёме не менее 5 м^3 с эффективной концентрацией не менее 10 г/л обеспечивает поступление в

активную зону не менее 50 кг борной кислоты, что превышает минимально необходимое количество поглотителя для обеспечения подкритичности реактора ЭГП-6 [32].

Расхолаживание реакторов производится с применением оборудования предназначенного для управления запроектными авариями и естественным пассивным теплоотводом к конструкциям реакторных установок. Для предотвращения вымывания введённого в активные зоны раствора борной кислоты расхолаживание реакторов проводится через контур охлаждения СУЗ. Подача охлаждающей воды от внешних источников в КО СУЗ реакторов производится после ввода в активные зоны раствора борной кислоты. Охлаждение БВ-3, БВ-4 производится от системы аварийной подачи воды от пожарной машины мотопомпой в трубопровод подачи охлаждающей воды.

При вводе в работу резервных источников электроснабжения (ПДГУ-2 МВт и ПДГУ-0,2 МВт) появляются условия контроля состояния энергоблоков и их управление, включения в работу штатных насосов АПЭН и КО СУЗ, позволяющих осуществлять контроль и расхолаживание реакторных установок. Обоснование работоспособности системы мобильного оборудования для управления ЗПА приведено в разделе П.5.3.14 Приложения 5 к ОУОБ [32].

Для анализа радиационных последствий многоблочной аварии в ОУОБ [32] принят наиболее тяжёлый сценарий, когда АР находится в работе, и авария развивается по сценарию с массовым разрушением твэлов в ТВС, аналогичным по масштабам и последствиям «реперной» аварии – с самоходом АР при несрабатывании АЗ, анализ последствий которой выполнен в разделе ОУОБ П.4.3.2.7 «Авария, приводящая к максимальному высвобождению положительной реактивности при несрабатывании аварийной защиты» [32]. При рассмотренном сценарии действия по

ликвидации запроектной аварией будут направлены, в основном, на защиту персонала и населения, согласно Плану мероприятий по защите персонала [6].

С учётом разрушения твэлов на первых минутах аварии и разгерметизации РП в ОУОБ [32] выполнена оценка радиационных последствий многоблочной аварии для персонала и населения с использованием результатов оценки последствий аналогичной аварии с повреждением топлива «реперной аварии», с увеличением в три раза соответствующих данных по величине выхода РПД в ЦЗ, выбросов в атмосферу и дозовых нагрузок на персонал и население. В частности, Заявителем выполнены оценки [32]:

- максимальной удельной активности в помещениях Билибинской АЭС;
- интегральной эффективной дозы облучения оператора в центральном зале, на БЩУ, в помещениях щита ХВО и СВО, в помещениях теплообменников ЛМА и вентиляторов газового контура, а также в помещении узла дезактивации;
- активности основных дозообразующих радиоактивных продуктов деления, попавших в центральный зал, а также средней удельной поверхностной активности потолка и стен центрального зала;
- мощности дозы до и после дезактивации в центральном зале и кабине крановщика центрального зала.

В П.4.3.9.4.2 Приложения 4 к ОУОБ [32] представлен анализ радиационных последствий многоблочной аварии для населения. Так, в таблицах П.4.3.107 и П.4.3.108 [32] представлены дозы облучения населения на начальном этапе многоблочной аварии, обусловленные внешним и внутренним облучением. Вместе с тем, в П.4.3.9.4.2 ОУОБ [32] указано, что для целей снижения радиационного воздействия аварии на начальном этапе, на основании превышения дозовых критериев из таблицы 6.3 НРБ-99/2009,

необходимо вводить такие защитные меры, как укрытие для всего населения и йодную профилактику для детей.

В таблице П.4.3.109 [32] представлены дозы облучения населения спустя год после возникновения данной многоблочной аварии, при этом указано, что, поскольку в результате многоблочной аварии на расстоянии до 2 км превышает уровень Б дозовых критериев таблицы 6.4 НРБ-99/2009 в части отселения, то до 2 км от источника аварийного выброса необходимо отселение населения.

В соответствии с требованиями п. 4.3.8 НП-001-15, в П.4.3.9.5 [32] представлены сведения о действиях персонала и использование мобильной техники для ликвидации последствий многоблочной аварии. Так, согласно П.4.3.9.5 [32], персонал Билибинской АЭС осуществляет действия, направленные на обеспечение подкритичности и расхолаживание реакторов и БВ-3, 4. Также в П.4.3.9.5.1.3 [32] представлены сведения об оборудовании для управления запроектной многоблочной аварией.

Извещением [64] в раздел П.4.3.9.5.1 [32] внесено изменение, где представлены меры по обеспечению подкритичности реакторов в условиях ЗПА. Заявителем указано, что приготовленный раствор борной кислоты вводится в ОЦК реакторов через арматуру ДАП-1А, 1-4ДАП-4 с применением оборудования, предназначенного для управления запроектными авариями на Билибинской АЭС (пожарной машины и мотопомпы ПНУ 50-30) в соответствии с Инструкцией по поводу борной кислоты в РУ ЭГП-6 (БиАЭС 1.2.1.02.022.11.108). Подача раствора борной кислоты от цистерны пожарной машины в РУ, с помощью мотопомпы ПНУ 50-30, должна производиться после снижения давления в ОЦК.

Редакционные замечания

В разделе П.4.3.9.5.1 Приложения 4 к ОУОБ [64] указано, что ввод раствора борной кислоты в основные циркуляционные контуры реакторов

выполняется с помощью пожарной машины и мотопомпы ПНУ 50-30 после снижения давления в БС. Однако Заявителем не указано, с помощью каких паросбросных устройств и в какой момент развития аварии производится указанное снижение давления. **(6.4.4-1)**

В П.4.3.9.4.2 Приложения 4 к ОУОБ [32] не указано, на каких расстояниях необходимо принимать меры по защите населения на начальном периоде аварии. **(6.4.4-2)**

6.5. Оценка радиационных последствий проектных и запроектных аварий РУ с ЭГП-6

Анализ радиационных последствий проектных и запроектных аварий на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС представлен в п. 5.4 главы 5 ОУОБ [32] и в Приложении 4 к ОУОБ [32]. Согласно п. 5.4 [32], оценка радиационных последствий проектных и запроектных аварий выполнена с использованием аттестованного программного средства ВЫБРОС-3.1 [46д], что соответствует требованиям п. 1.2.9 НП-001-15.

В п. 5.4.1 ОУОБ [32] указано, что проектные аварии, связанные с изменением режимов охлаждения активной зоны или её элементов, реактивностные проектные аварии, проектные аварии с потерей напряжения на шинах электропитания СУЗ и посадкой стопорного клапана из-за отключения турбогенератора, не приводят к значимым радиационным последствиям, при этом в качестве проектной аварии с наихудшими радиационными последствиями принята авария с разрывом одного твэла.

В соответствии с рекомендациями п. 2.6.3 и п. 1.3.1.8 РБ-001-05, в п. 5.4.2 [32] и в П.4.3.5 Приложения 4 к ОУОБ [32] представлены результаты анализа радиационных последствий для следующих запроектных аварий:

- повреждение топлива с разрывом коллектора ЛМА;
- самоход двух пар стержней АР и несрабатывание аварийной защиты;

- падение перегрузочного оборудования на перекрытие БВ;
- разрыв БС;
- разрыв газового контура.
- введение максимальной положительной реактивности, сопровождаемой отказом АЗ;
- полная потеря теплоносителя из ОЦК.

Следует также отметить, что в П.4.3.4 ОУОБ [32] также представлены результаты анализа радиационных последствий для персонала при возникновении запроектных аварий, в частности выполнена оценка аварийных выбросов и оценка доз облучения персонала за счёт внешнего и внутреннего облучения.

Согласно П.4.3.5.1 ОУОБ [32], в качестве критериев принятия решения о проведении мероприятий по защите населения за первые 10 суток после аварии, использовались дозовые критерии из таблицы 6.3 НРБ-99/2009.

Редакционные замечания

В п. 5.4.2.2 ОУОБ [32] указано, что авария классифицируется как инцидент, если не достигнут дозовый предел в 5 мЗв для критической группы населения. Данное утверждение противоречит термину «Авария на АС (авария)» Приложения № 2 к НП-001-15. Также следует отметить, что в федеральных нормах и правила в области использования атомной энергии отсутствует определение такого термина, как «инцидент». **(6.5-1)**

В п. 5.4.2.2 ОУОБ [32] не указано, на каких расстояниях необходимо принимать меры по защите населения на начальном периоде аварии. **(6.5-2)**

Выводы и предложения по разделу 6

1. Методология детерминистического анализа безопасности (критерии приемлемости, исходные данные, программные средства и расчётные

схемы, использованные для анализа) [32, 68, 74] соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.

2. Обоснование безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС при нарушениях нормальной эксплуатации с отказами оборудования [32] соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.

3. Обоснование безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС при проектных авариях [32, 68], вызванных:

- самоходами стержней СУЗ;
- обезвоживанием контура охлаждения СУЗ;
- разрывом одной ТВС;
- снижением уровня в БС и потерей штатного электропитания собственных нужд;
- разрывами подъёмного и опускного магистральных трубопроводов;
- разрывами раздаточного группового коллектора и сборного группового коллектора;
- разрывом парового коллектора;
- возникновением пожара в помещениях станции (БЩУ, кабельных коридорах, помещениях СУЗ и др.),

соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.

4. Анализ запроектных аварий на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС [32, 68], вызванных:

- изменением реактивности вследствие самохода группы стержней АР и обезвоживания каналов СУЗ при несрабатывании АЗ;

- разрывом нескольких ТВС;
- разрывом (течью) барабана-сепаратора;
- прекращением подачи теплоносителя в один раздаточный коллектор;
- потерей электроснабжения собственных нужд при отказе аварийной защиты;
- потерей электроснабжения собственных нужд;
- разрывом общего всасывающего коллектора ПЭН, НОС, АПЭН при полной потере электроснабжения с разрывом общего всасывающего коллектора ПЭН, НОС, АПЭН при полной потере электроснабжения СН;
- разрывом раздаточного группового коллектора с одновременным полным обесточиванием АЭС и потерей конечных поглотителей тепла;
- падением тяжёлых предметов на перекрытия реактора;
- пожаром в помещениях Билибинской АЭС (БЦУ, кабельных коридорах, помещениях СУЗ и др.);
- многоблочной аварии с полным обесточиванием Билибинской АЭС и несрабатыванием аварийной защиты при отказе АР,

соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.

5. Анализ радиационных последствий проектных и запроектных аварий на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС [32] соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.

6. В ОУОБ [32] не представлены оценки погрешностей и неопределённостей результатов расчёта проектных и запроектных аварий (несоответствие требованиям п. 1.2.9 НП-001-15).
7. Обоснование температурного режима графитовой кладки при нарушениях нормальной эксплуатации (несимметричное положение втулки ТВС по отношению к графитовому блоку и при растрескивании графитовых блоков) [32, 68, 74] не соответствует требованиям п. 1.2.9 НП-001-15 в части обеспечения консервативного подхода при выборе начальной мощности ТВС.
8. Обоснование водородной взрывобезопасности в условиях запроектных авариях в части оценки накопления водорода в реакторном пространстве, контуре охлаждения каналов СУЗ, СЛА и БВ [32] не соответствует требованиям п. 3.6.7 НП-001-15 и п. 2.1(в) НП-040-02.
9. Заявителю предлагается учесть замечания и принять во внимание рекомендации данного раздела настоящего Экспертного заключения.

7. Вероятностный анализ безопасности энергоблока в период повторного дополнительного срока эксплуатации

7.1. ВАБ первого уровня для внутренних исходных событий при работе энергоблока на мощности на период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока

7.1.1. Отбор инициирующих событий для работы энергоблока на мощности

В соответствии с положениями главы IV РБ-024-11 в разделе П.3.3.3 Приложения 3 к ОУОБ [32] представлены сведения об отборе исходных событий для режима работы энергоблока № 2 Билибинской АС на мощности. Отбор исходных событий выполнялся Заявителем в два этапа, которые представлены в разделах П.3.3.3.2 и П.3.3.3.3 Приложения 3 [32] соответственно. На первом этапе проведена разработка списка событий-кандидатов на включение в список ИС. На втором этапе проведен отбор ИС для дальнейшего анализа из числа определённых событий кандидатов с использованием принятых отборочных критериев.

Для составления перечня ИС в разделе П.3.3.3 Приложения 3 [32] использовались результаты следующих анализов (соответствие положениям п. 31 РБ-024-11):

- анализ перечня ИС, рассматриваемых в предыдущей редакции ВАБ (таблица П.3.3.3.2 Приложения 3 [32]);
- анализ перечня событий, рекомендованный к рассмотрению при выполнении углублённой оценке безопасности АС с реакторами РБМК (таблица П.3.3.3.3 Приложения 3 [32]);
- анализ перечня событий, рекомендованный МАГАТЭ при выполнении анализа безопасности АС с реакторами РБМК (П.3.3.3.4 Приложения 3 [32]);

- анализ перечня событий, рассмотренных в детерминистическом анализе нарушений нормальной эксплуатации, проектных аварий и запроектных аварий в ОУОБ (таблица П.3.3.3.5 Приложения 3 [32]);
- анализ видов отказов и их последствий для систем и оборудования (таблица П.3.3.3.6 Приложения 3 [32]) на основе анализа следующих материалов:
 - Технологического регламента эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АС [2];
 - инструкции по эксплуатации системы управления и защиты
 - инструкции по предупреждению и ликвидации нарушений на блоках Билибинской АС [4];
 - карты уставок технологических защит, схем автоматики, АВР, сигнализации оборудования энергоблока № 2 и общестанционного оборудования Билибинской АЭС;
- анализ перечня учетных нарушений за весь период эксплуатации четырех блоков Билибинской АЭС (таблица П.3.3.3.7 Приложения 3 [32]);
- анализ возможных причин возникновения нежелательных последствий от энергоблока АС методом логических диаграмм (таблица П.3.3.3.8 Приложения 3 [32]).

В соответствии с положениями п. 32 РБ-024-11, при выполнении анализа ИС в разделе П.3.3.3.2 Приложения 3 [32] рассматривались ИС, вызванные:

- отказами систем (элементов систем), в том числе обеспечивающих;
- ошибками персонала;
- потерей внешнего электроснабжения АС.

При отборе ИС в разделе П.3.3.3.3 Приложения 3 [32] были использованы следующие критерии:

- событие не должно являться следствием какого-либо другого события;
- событие является внутренним ИС;
- событие возможно на энергетическом уровне мощности (от 2% до 105% от номинального);
- событие вызывает требование остановки реактора.

Событие отбиралось, если событие одновременно удовлетворяет вышеприведённым критериям отбора (таблица П.3.3.3.10 Приложения 3 [32]). Результаты отбора приведены в таблице П.3.3.3.12 Приложения 3 [32].

Редакционные замечания

В таблице П.3.3.3.10 Приложения 3 [32] «Окончательный отбор инициирующих событий» без обоснования было исключено ИС № 93 «Потеря технического водоснабжения». В разделе П.5.3.11 Приложения 3 [32] указано, что отказ системы технического водоснабжения может привести к останову энергоблока. Также указанная система является обеспечивающей для следующих систем безопасности и систем нормальной эксплуатации, важных для безопасности: системы ЛМА, СРР, системы охлаждения ББЗ и НП (несоответствие положениям пп. 30, 32 РБ-024-11). **(7.1.1-1)**

В разделе П.3.3.3.3 Приложения 3 [32] «Окончательный отбор инициирующих событий» представлен критерий отбора ИС № 5 – «Событие приводит к административному останову блока и при этом не нарушается работоспособность систем, участвующих в выполнении функций безопасности». Однако, во-первых, данный критерий является критерием исключения, а не критерием отбора, а во-вторых, он отсутствует в таблице П.3.3.3.10 Приложения 3 [32] «Окончательный отбор инициирующих событий». **(7.1.1-2)**

В таблице П.3.3.3.1 Приложения 3 [32] «Предварительный отбор систем энергоблока» и в таблице П.3.3.3.6 Приложения 3 [32] «Результаты анализа видов отказов и их последствий для систем и оборудования энергоблока № 2 Билибинской АЭС» исключены некоторые события, связанные с отказами турбоагрегата (генератора, ротора турбины). Вероятно, такие события исключены, поскольку не удовлетворяют критерию отбора ИС № 5 раздела П.3.3.3.3 Приложения 3 [32], однако в комментариях в указанных таблицах указания на это приведено. Также следует отметить, что в перечне ИС, рассмотренных в ОУОБ Билибинской АЭС (таблица П.3.3.3.5 Приложения 3 [32]) такие события имеются (например, п. 4.7 «Отключение турбогенератора от сети»).

(7.1.1-3)

В таблице П.3.3.3.6 Приложения 3 [32] «Результаты анализа видов отказов и их последствий для систем и оборудования энергоблока № 2 Билибинской АЭС» указано, что событие «Разрыв трубопровода основного конденсата после К-13» приводит к срабатыванию АЗ-1, однако там же указано, что последствия отказа не приводят к остановке реактора.

(7.1.1-4)

В таблице П.3.3.3.6 Приложения 3 [32] «Результаты анализа видов отказов и их последствий для систем и оборудования энергоблока № 2 Билибинской АЭС» не указано, что представляет собой частичный отказ систем, важных для безопасности.

(7.1.1-5)

Анализ видов отказов и их последствий для систем и оборудования энергоблока, представленный таблице П.3.3.3.6 Приложения 3 [32], выполнен не для всех систем из таблицы П.3.3.3.1 Приложения 3 [32] «Предварительный отбор систем энергоблока». Отсутствуют такие системы, как система аварийной подачи питательной воды, газовая система реактора, система ремонтного расхолаживания, система технического водоснабжения и др.

(7.1.1-6)

В таблице П.3.3.3.10 Приложения 3 [32] не представлена информация об исключении отобранных ранее следующих событий: ложное включение АСПОВ; падение обеих пар стержней АР, РР, АЗ; потеря технического водоснабжения; неработоспособность канала системы безопасности; неработоспособность элемента защитной системы безопасности. **(7.1.1-7)**

Рекомендация

Заявителю рекомендуется рассмотреть следующие ИС, которые учитываются в ВАБ РБМК-1000: деградация теплообменных поверхностей твэлов вследствие нарушения водно-химического режима; перекрытие проходного сечения ТВС посторонним предметом; прекращение расхода в одном технологическом канале. **(7.1.1-8)**

7.1.2. Группирование иницирующих событий для работы энергоблока на мощности

В соответствии с положениями главы IV РБ-024-11, в разделе П.3.3.3.5 Приложения 3 [32] представлены сведения о группировании исходных событий для режима работы блока на мощности. В разделах П.3.3.3.5.1, П.3.3.3.5.2, П.3.3.3.5.3 Приложения 3 [32], приведены результаты выполнения группирования ИС с целью сокращения количества разрабатываемых вероятностных моделей (деревьев событий). В рамках поставленной задачи осуществлялась группировка ИС на основании схожести критериев успеха функций безопасности (раздел П.3.3.3.4.4 Приложения 3 [32]), что соответствует положениям п. 36 РБ-024-11.

При формировании групп ИС в разделе П.3.3.3.5 Приложения 3 [32] были использованы следующие критерии группировки ИС:

- ИС, включённые в одну группу, характеризуются сходным протеканием аварийного процесса;

- ИС, включённые в одну группу, характеризуются сходными конечными состояниями;
- ИС, включённые в одну группу, обуславливают требования к выполнению одинакового набора функций безопасности;
- ИС, включённые в одну группу, характеризуются одинаковыми требованиями к действиям персонала и функционированию систем, обеспечивающих выполнение необходимых функций безопасности.

Результаты проведенного Заявителем анализа группировки ИС представлены в таблицах П.3.3.3.18 – П.3.3.3.20 Приложения 3 [32]. Таблица П.3.3.3.18 Приложения 3 [32] содержит информацию о составе группы ИС, непосредственно приводящих к повреждению активной зоны реактора (всего рассмотрено четыре ИС). Таблица П.3.3.3.19 Приложения 3 [32] содержит информацию о группах ИС с потерей теплоносителя (всего выделено 10 групп ИС). Таблица П.3.3.3.20 Приложения 3 [32] содержит информацию о группах ИС типа «Переходный процесс» (всего выделены девять групп ИС). В указанных таблицах для каждого ИС приведены критерии успеха, определённые в разделе раздел П.3.3.3.4.4 Приложения 3 [32], а также дополнительные ограничения, накладываемые на ИС, включая факторы срабатывания аварийной защиты.

В таблице П.3.3.3.17 Приложения 3 [32] представлена классификация течей теплоносителя, использованная для группировки ИС с течами теплоносителя, в зависимости от зоны возникновения и размера разрыва.

Окончательный перечень групп, состоящий из 20 групп ИС, представлен в таблице П.3.3.3.21 Приложения 3 [32]. В общей сложности Заявителем из 103 отобранных ИС сгруппированы 24 группы ИС.

Редакционные замечания

В таблице П.3.3.3.20 Приложения 3 [32] для группы ИС «Обесточивание» некорректно указан критерий успеха, который должен быть «GPK-SR-1_4», а не «GPK-SR-1_5». **(7.1.2-1)**

В разделе П.3.3.3.4.4 Приложения 3 [32] при обосновании критериев успеха для системы защиты ОЦК от превышения давления указано, что «экспертно было оценено, что для обеспечения целостности ОЦК при отказе АЗ-II, достаточно двух любых паросбросных устройств». Между тем для всех ИС (кроме IE-SRK «Отключение турбины» и течей) был назначен критерий успеха – функционирование хотя бы одного паросбросного устройства. Ссылки на детерминистические расчёты, обосновывающие указанный критерий, в Приложении 3 [32] отсутствуют. **(7.1.2-2)**

Результаты группирования ИС, представленные в таблице П.3.3.3.21 Приложения 3 [32], выполнены не на основании критериев, приведенных в разделе П.3.3.3.4.4 Приложения 3 [32]. Например, для групп ИС с потерей теплоносителя из таблицы П.3.3.3.19 Приложения 3 [32] использовались следующие признаки группирования: зона течи, эквивалентный размер течи, перечень сигналов АЗ для ИС. Несмотря на их фактическое использование, указанные признаки группирования в разделе П.3.3.3.5 Приложения 3 [32] явно сформулированы не были. **(7.1.2-3)**

В разделе П.3.3.3.4.4 Приложения 3 [32] указано, что в модели ВАБ критерии успеха АЗ определяются не только количеством требующихся ПС, а также сигналами на срабатывание АЗ и действиями оператора. Вместе с тем, в таблицах П.3.3.3.18 - П.3.3.3.20 Приложения 3 [32] в одну группу объединялись ИС, имеющие разные уставки срабатывания АЗ (например, IE-LM-2, IE-S-2 и другие). **(7.1.2-4)**

7.1.3. Моделирование аварийных последовательностей и назначение критериев успеха для ИС типа «переходный процесс»

В соответствии с положениями главы V РБ-024-11, в разделах П.3.3.4.3.11 – П.3.3.4.3.20 Приложения 3 [32], представлены сведения о моделировании аварийных последовательностей и назначении критериев успеха для ИС типа «переходный процесс». Заявителем разработаны модели аварийных последовательностей для следующих групп ИС типа «Переходный процесс»:

- ИС IE-CL «Компенсируемая течь»;
- ИС IE-RPS-C «Отказ контура охлаждения СУЗ»;
- ИС IE-LOOP «Обесточивание»;
- ИС IE-SRK «Отключение турбины»;
- ИС IE-FW «Потеря питательной воды»;
- ИС IE-RPS-1 «Несанкционированное срабатывание аварийной защиты»;
- ИС IE-RPS-2 «Автоматическое срабатывание аварийной защиты реактора»;
- ИС IE-RPS-3 «Срабатывание аварийной защиты реактора, инициируемое оператором»;
- ИС IE-REACT «Введение положительной реактивности»;
- ИС IE-ОСК «Уменьшение расхода через ОЦК».

При моделировании АП для групп ИС Заявителем были определены и описаны виды конечных состояний аварийных последовательностей, что соответствует положениям п. 44 раздела V РБ-024-11. В качестве конечных состояний Заявителем моделировались «успешное» стабильное состояние «ОК» без повреждения активной зоны (без повреждения ТВЭЛОВ) и

«неуспешное» состояние «CD» с повреждением активной зоны реактора (с повреждением твэлов).

Интервал времени при моделировании АП был принят Заявителем согласно положениям пп. 45, 46 раздела V РБ-024-11. Полагалось, что повреждения твэлов в активной зоне не наступает, если соблюдаются следующие два условия:

- в течение 24 часов с момента возникновения ИС не достигнуты максимальные проектные пределы, установленных в НП-082-07 для реакторов ЭГП-6 (раздел П.3.3.4.1 Приложения 3 [32]);
- по истечении 24 часов энергоблок находится в стабильном, управляемом состоянии, отсутствуют не связанные со случайными отказами оборудования угрозы выхода из такого состояния.

Заявителем предполагалось [32], что «неуспешное» состояние достигается при превышении максимальных проектных пределов, установленных в НП-082-07.

Согласно положениям главы 6 Приложения 3 к РБ-024-11, в разделах П.3.3.4.3.11 – П.3.3.4.3.20 Приложения 3 ОУОБ [32] Заявителем приводится описание моделей аварийных последовательностей, включая описание ИС, проектное протекание аварии, протекание аварии при отказе систем, приводятся ссылки на расчётные обоснования аварии.

Согласно положениям п. 47 раздела V РБ-024-11, при моделировании АП с ИС типа «переходный процесс» в разделах П.3.3.4.3.11 – П.3.3.4.3.20 Приложения 3 [32], для каждой из групп ИС на рис. П.3.3.4-12 – П.3.3.4-21 Приложения 3 [32] представлены деревья событий. Описание моделируемых функций, используемых при построении моделей АП, приведены в таблицах П.3.3.3.14 – П.3.3.3.16 Приложения 3 [32].

Редакционные замечания

Представленный в разделе П.3.3.4 Приложения 3 [32] анализ аварийных последовательностей для режима работы энергоблока на мощности выполнен Заявителем с избыточной консервативностью, поскольку постулировалось (в отличие от представленного в разделе 5.1 [32] ДАБ) невыполнение следующих функций безопасности:

- обеспечение целостности реакторного пространства системой локализации «мокрой» аварии ЛМА (Заявителем предполагалось, что все течи в зоне 1 (РП) напрямую приводят к тяжёлым авариям);
- обеспечение теплоотвода от активной зоны системами КО СУЗ, САППВ, АСПОВ (Заявителем предполагалось, что при полной потере теплоносителя из ОЦК при отказе всех активных каналов отвода тепла рост температуры твэлов происходит медленно и не приводит к превышению их максимального проектного предела повреждения);
- поддержание запаса теплоносителя в активной зоне системами САППВ, АСПОВ (не рассматривалось по той же причине для всех ИС, кроме компенсируемых течей).

Также консервативно постулировалось [32], что необеспечение требуемого давления в ОЦК и паропроводах сразу приводит к тяжёлым авариям (а не к разрыву парового коллектора в помещении БС, например). **(7.1.3-1)**

В разделе П.3.3.3.4.3 Приложения 3 [32] «Обзор расчётных анализов» указано, что расчёты нарушений нормальной эксплуатации, а также проектных и запроектных аварий в ОУОБ проводились аттестованным Ростехнадзором программным комплексом ТАПВГР+RELAP 5/MOD3.3. Однако программное средство «ТАПВГР+RELAP 5/MOD3.3» в настоящее время не прошло аттестацию в установленном порядке, в связи с чем использование указанного программного средства при обосновании безопасности является не обоснованным. **(7.1.3-2)**

В разделе П.3.3.4.1 Приложения 3 [32] «Моделируемые функции» указано, что при полной потере теплоносителя из ОЦК с отказом всех активных каналов отвода тепла рост температуры твэлов происходит медленно и не приводит к превышению их максимального проектного предела повреждения. Однако отказы системы охлаждения бака биологической защиты и нижней плиты Заявителем не были рассмотрены. Отказ указанной системы (например, из-за течи ББЗ) приводит к снижению теплоотвода от активной зоны, росту температуры твэлов и превышению их максимального проектного предела раньше времени для рассмотренных характерных аварий (разрыв общего всасывающего коллектора ПЭН, НОС, АПЭН, вариант 2. 5.1.7.17 [32]) (несоответствие положениям п. 42 РБ-024-11).

(7.1.3-3)

В разделе П.3.3.4.3.14 Приложения 3 [32] «Моделирование АП для группы ИС «IE-SRK» «Отключение турбины» дерево событий имеет название «Закрытие СК ТГ».

(7.1.3-4)

В разделе П.3.3.4.3.11 Приложения 3 [32] «Моделирование АП для группы ИС IE-CL «Компенсированная течь» не представлена информация о характерных временах исчерпания запасов теплоносителя в САППВ и запасу времени у оператора для восстановления подпитки РУ.

(7.1.3-5)

7.1.4. Моделирование аварийных последовательностей и назначение критериев успеха для ИС с течами теплоносителя

В соответствии с положениями главы V РБ-024-11, в разделах П.3.3.4.3.2 – П.3.3.4.3.10 Приложения 3 [32], представлены сведения о моделировании аварийных последовательностей и назначение критериев успеха для ИС с течами теплоносителя. В разделах П.3.3.4.3.2 – П.3.3.4.3.10 Приложения 3 [32] Заявителем разработаны модели аварийных последовательностей для всех выявленных групп ИС с течами теплоносителя из ОЦК (таблица

П.3.3.3.21 Приложения 3 [32]), что соответствует положениям п. 43 раздела V РБ-024-11.

При моделировании АП для групп ИС с течами теплоносителя из ОЦК Заявителем были определены и указаны виды конечных состояний аварийных последовательностей, что соответствует положениям п. 44 раздела V РБ-024-11. В качестве конечных состояний Заявителем моделировались «успешное» стабильное состояние «ОК» без повреждения активной зоны (без повреждения твэлов) и «неуспешное» состояние «CD» с повреждением активной зоны реактора (с повреждением твэлов).

Интервал времени при моделировании АП был принят Заявителем согласно положениям пп. 45, 46 раздела V РБ-024-11. Полагалось, что повреждения твэлов в активной зоне не наступает, если соблюдаются следующие два условия:

- в течение 24 часов с момента возникновения ИС не достигнуты максимальные проектные пределы, установленных в НП-082-07 для реакторов ЭГП-6 (раздел П.3.3.4.1 Приложения 3 [32]);
- по истечении 24 часов энергоблок находится в стабильном, управляемом состоянии, отсутствуют не связанные со случайными отказами оборудования угрозы выхода из такого состояния.

Согласно положениям главы 6 Приложения 3 к РБ-024-11, в разделах П.3.3.4.3.2 – П.3.3.4.3.10 Приложения 3 [32] Заявителем приведено описание моделей аварийных последовательностей, включая описание ИС, проектное протекание аварии, протекание аварии при отказе систем и приведены ссылки на расчётные обоснования аварии.

Согласно положениям п. 47 раздела V РБ-024-11, при моделировании АП с течами теплоносителя из ОЦК в разделах П.3.3.4.3.2 – П.3.3.4.3.10 Приложения 3 [32], для каждой из групп ИС на рисунках П.3.3.4-3 – П.3.3.4-11 Приложения 3 [32] представлены деревья событий. Описание

моделируемых функций, используемых при построении моделей АП, приведены в таблицах П.3.3.314-П.3.3.3.16 Приложения 3 [32].

Редакционное замечание

В разделах П.3.3.4.3.2 - П.3.3.4.3.10 Приложения 3 [32] не представлено описание выполнения функции безопасности «Обеспечения целостности помещений ОЦК» при авариях с потерей теплоносителя. **(7.1.4-1)**

7.1.5. Анализ надёжности и моделирования системы аварийной защиты

Подсистема АЗ-1 является одной из составных частей системы управления и защиты реактора. Функцией безопасности системы является аварийное введение поглощающих стержней СУЗ в активную зону реактора. Система используется при всех ИС аварий, при которых срабатывает АЗ первого рода, которая обеспечивает полное глушение реактора.

Причиной невыполнения функции аварийного введения поглощающих стержней СУЗ в активную зону могут быть как отказы самих стержней, так и отказы направляющих каналов ТВС. Критерием невыполнения функции аварийного введения стержней СУЗ в активную зону является их зависание в направляющих каналах или превышение допустимого времени введения.

Заявителем рассмотрены отказы механической и электрической части системы. Отказ механической части системы учтён в модели базовым событием AZ- МЕСН. Модель надёжности подсистемы АЗ-1 учитывает специфику формирования команд для каждого из инициирующих событий, рассматриваемых в вероятностном анализе безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС (раздел П.3.3.5.1 Приложения 3 [32]).

В соответствии с положениями п. 52 РБ-024-11 результаты расчёта вероятностей несрабатывания АЗ на требование при различных ИС представлены в разделе П.3.3.5.1.6 Приложения 3 [32].

В рамках анализа надёжности подсистемы АЗ-1 Заявителем выполнен весь спектр исследований, рекомендуемых в РБ-024-11. Представленные на экспертизу материалы по анализу надёжности и моделированию АЗ-1 [32] соответствуют принятым при экспертизе критериям оценки для задачи ВАБ «Анализ систем».

При разработке логико-вероятностной модели надёжности подсистемы АЗ-1 в разделе П.3.3.5.1 Приложения 3 [32] учтены особенности всех ИС и аварийных последовательностей, что соответствует положениям п. 53 РБ-024-11.

Критерии успеха выполнения моделируемых функций, используемые в разделе П.3.3.5.1 Приложения 3 [32] при анализе надёжности АЗ-1, согласованы с критериями успеха моделируемых функций и требованиями к учёту явных зависимостей, определенными в рамках задачи «Моделирование аварийных последовательностей» в разделе П.3.3.3.4 Приложения 3 [32], что соответствует положениям п. 54 РБ-024-11.

Границы элементов подсистемы АЗ-1 определены таким образом, чтобы при построении логико-вероятностной модели был обеспечен учёт всех видов отказов, которые могут повлиять на способность системы выполнять свои функции. Выбранный уровень детализации элементов подсистемы АЗ-1 соответствует используемым в анализе исходным данным по надёжности, что соответствует рекомендациям пп. 55, 57 РБ-024-11.

При построении логико-вероятностной модели подсистемы АЗ-1 в разделе П.3.3.5.1 Приложения 3 [32] рассмотрены и проанализированы все возможные виды отказов, связанные с изменением состояния элементов системы при переходе энергоблока из режима нормальной эксплуатации в аварийный режим, что соответствует положениям п. 56 РБ-024-11.

Заявителем определены границы подсистемы АЗ-1. Уровень детализации соответствует моделируемым функциям, что соответствует положениям п. 58

РБ-024-11. Моделируемой функцией подсистемы АЗ-1 является быстрое прекращение цепной ядерной реакции в активной зоне реактора, перевода реактора в подкритическое состояние и поддержание подкритического состояния при нарушениях нормальной эксплуатации и авариях.

В модели подсистемы АЗ-1 [32] учтено влияние неработоспособности элементов системы из-за ремонта или тестирования на способность системы выполнять функции безопасности при аварии. Для этого использовалась информация по проверкам работоспособности, техническому обслуживанию и ремонту оборудования системы, что соответствует положениям п. 59 РБ-024-11.

Заявитель проанализировал реакцию подсистемы АЗ-1 на каждое из рассматриваемых ИС [32]. В модели надёжности системы учтены зависимости успешного выполнения моделируемых функций системы от ИС и конкретных аварийных последовательностей, в том числе зависимости, вызванные наличием общих элементов различных систем или наличием общих обеспечивающих систем, что соответствует положениям п. 61 РБ-024-11.

Отказы общего вида для элементов системы учтены корректно, что свидетельствует о выполнении положений п. 62 РБ-024-11 об учёте ООВ.

Редакционное замечание

В разделе П.3.3.5.1.5 Приложения 3 [32] не указаны идентификаторы базисных событий, с помощью которых моделируется неготовность каналов системы из-за вывода в ремонт. **(7.1.5-1)**

Рекомендация

В таблице П.3.3.5.4 раздела П.3.3.5.1 Приложения 3 [32] приведён анализ отказов электрической части системы АЗ. При этом в колонке «Зависимость от обеспечивающих систем и систем управления» для большинства

элементов указана зависимость от системы электроснабжения. Заявителю рекомендуется привести конкретную информацию об элементах или каналах системы электроснабжения в таблице П.3.3.5.4 раздела П.3.3.5.1 Приложения 3 [32]. **(7.1.5-2)**

7.1.6. Анализ надёжности и моделирования системы защиты ОЦК от превышения давления

В соответствии с рекомендациями п. 51 РБ-024-11 в рамках задачи по анализу надёжности систем Заявителем разработана логико-вероятностная модель моделируемых системы защиты ОЦК от превышения давления с учётом особенностей эксплуатационных состояний и инициирующих событий, определённых при выполнении соответствующих задач ВАБ.

Описание системы защиты ОЦК РУ от превышения давления и схемы системы приведены в разделе П.3.3.5.2 Приложения 3 ОУОБ [32]. В моделях аварийных последовательностей ВАБ энергоблока №2 Билибинской АЭС, для защиты ОЦК РУ от превышения давления более чем на 15 % от рабочего значения Заявитель использует систему защиты от превышения давления в контуре естественной циркуляции РУ ЭГП-6. Снижение давления в ОЦК осуществляется за счёт отвода дебалансного пара из ОЦК. В рамках модели системы защиты ОЦК от превышения давления Заявитель рассмотрел как систему ГПК, так и систему паросбросных устройств. В разделе П.3.3.5.2 Приложения 3 ОУОБ [32] Заявитель указал названия моделируемых функций системы GPK1_3, GPK2_3, GPK-SR-1_5 и GPK-SR-2_4, которые используются в модели ВАБ. На рисунке П.3.3.5-11 Приложения 3 ОУОБ [32] показана принципиальная схема ГПК (соответствие положениям п. 52 РБ-024-11). В таблице П.3.3.5.10 Приложения 3 ОУОБ [32] приведены результаты анализа видов и последствий отказов элементов системы (соответствие положениям п. 56 РБ-024-11).

Вероятности несрабатывания системы защиты ОЦК от превышения давления для каждого из исходных событий представлены в таблице П.3.3.5.11 Приложения 3 ОУОБ [32].

Редакционные замечания

В разделе П.3.3.5.2 Приложения 3 к ОУОБ [32] не представлено описание модели надёжности системы защиты ОЦК от превышения давления в части:

- описания моделируемых функций и критериев успеха;
- информации об анализе действий персонала;
- допущений моделирования;
- анализа отказов общего вида;
- учёта отказов обеспечивающих систем;
- описания постулируемых событий,

что является несоответствием положениям пп. 52 - 64 раздела VI РБ-024-11.

(7.1.6-1)

В дереве отказов GPK-2-5, приведенном на рисунке П.3.Б-23 Приложения 3 к ОУОБ [32], используется базисное событие «SR1-FAIL» с помощью которого Заявитель моделирует условие потери вакуума в конденсаторе. Описание базисного события и значения его вероятностей для условий, налагаемых ИС, в разделе П.3.3.5.2.2 Приложения 3 к ОУОБ [32] не указаны (несоответствие положениям п. 52 РБ-024-11).

(7.1.6-2)

В разделе П.3.3.5.2.1 Приложения 3 к ОУОБ [32] указано, что критерии успеха для моделируемых функций ГПК (GPK1_3 и GPK2_3) приведены в разделе П.3.3.3.4.4 Приложения 3 ОУОБ [32]. Однако в указанном разделе описание функций ГПК (GPK1_3 и GPK2_3) и критерии успеха не приведены (несоответствие положениям п.53 РБ-024-11).

(7.1.6-3)

В разделе П.3.3.5.2.2 Приложения 3 к ОУОБ [32] указано, что критерии успеха моделируемых функций системы защиты ОЦК от превышения давления (GPK-SR-1_5 и GPK-SR-2_5) приведены в разделе П.3.3.3.4.4. Приложения 3 к ОУОБ [32]. В указанном разделе приведены описание функций (GPK-SR-2_4 GPK-SR-1_4 и GPK-SR-1_5) и критерии успеха. Описание функции GPK-SR-2_5 и её критерии успеха в указанном разделе не приведены (несоответствие положениям п. 13 и п. 52 РБ-024-11). **(7.1.6-4)**

На рисунках П.3.Б-21 – П.3.Б-23 Приложения 3 к ОУОБ [32] приведены деревья отказов для функций GPK-1-4, GPK-1-5 и GPK-2-5, что не соответствует информации, приведенной в разделе П.3.3.5.2.1 и разделе П.3.3.5.2.2 Приложения 3 к ОУОБ [32] (несоответствие положениям пп. 53, 13 РБ-024-11). **(7.1.6-5)**

В разделе П.3.3.5.2.3 Приложения 3 к ОУОБ [32] использовано ошибочное сокращение основного циркуляционного контура. Вместо «ОЦК» указано «ОПЦ». **(7.1.6-6)**

7.1.7. Анализ частот исходных событий

Основной задачей Заявителя в данном разделе ВАБ являлось определение частот групп ИС, вызванных отказами систем или их элементов, или ошибочными действиями персонала при работе энергоблока на мощности, необходимых для выполнения расчётов на основании интегральной логико-вероятностной модели аварийных последовательностей, разработанных в рамках ВАБ первого уровня энергоблока № 2 Билибинской АЭС.

Для описания вероятности наступления определенного количества инициирующих событий за заданный интервал времени Заявитель использовал [32] распределение Пуассона с постоянным параметром, так как в соответствии с принятым предположением, возникновение инициирующих событий случайно, и интервал времени между инициирующими событиями

распределен по экспоненциальному закону. Частоты иницирующих событий приведены к календарному году, что соответствует положениям п. 71 РБ-024-11.

В соответствии с положениями пп. 74 – 76 РБ-024-11 частоты ИС для переходных процессов, компенсируемых течей и несанкционированного открытия ГПК оценены статистическим способом на основании опыта эксплуатации четырёх энергоблоков с ЭГП-6, наработка которых за время наблюдения составила 166 лет (Таблица П.3.3.6.7 Приложения 3 [32]). Для оценки частот групп ИС использован метод Байеса в предположении о неинформативном априорном распределении. Результаты оценки средних значений частот и фактора ошибки для логнормального распределения представлены в таблице П.3.3.6.10 Приложения 3 [32]. Исходные данные для оценок частот ИС представлены в таблице П.3.3.6.9 Приложения 3 [32].

В соответствии с положениями п. 80 РБ-024-11, оценка частот ИС с потерей теплоносителя выполнена методом распределённой вероятности, который приведен в разделе П.3.3.6.2.1 [32]. Исходной статистической информацией при использовании этого метода является суммарная частота больших, средних и малых течей трубопроводов ОЦК, определенная по формуле, приведенной в разделе П.3.3.6.2.1 Приложения 3 [32] и равная $3,01\text{E-}03$ (1/год).

Для ИС, приводящих напрямую к повреждению активной зоны, проведена отдельная оценка частот. Суммарная частота ИС с разрывом трубопроводов ОЦК и паропроводов, приводящих к разрушению бокса барабан-сепаратора, определенная методом распределенной вероятности, составляет $1,34\text{E-}06$ (1/год). Частоты других групп ИС, напрямую приводящих к повреждению активной зоны, приведены в таблице П.3.3.6.13 Приложения 3 [32].

В соответствии с рекомендациями п. 74 и п. 81 РБ-024-11, в таблице П.3.3.6.8 «Классификация нарушений при эксплуатации энергоблоков с реакторами ЭГП-6» раздела П.3.3.6.2 Приложения 3 [32] приведены ИС, вызванные ошибками персонала, учтенные в модели энергоблока № 2 Билибинской АЭС. Сами оценки вероятностей послеаварийных ошибок персонала приведены в разделе П.3.3.7 «Анализ надёжности персонала» Приложения 3 [32].

В соответствии с рекомендациями п. 82 РБ-024-11 Заявителем представлены процедуры обработки исходной информации, допущения, принятые при анализе данных, и рассчитанные частоты ИС с соответствующими характеристиками неопределённости для групп ИС «Переходные процессы», а также ИС «Компенсируемая течь».

Рекомендации главы 9 Приложения 3 РБ-024-11 в части описания оценки частот ИС Заявителем выполнены.

Редакционные замечания

В первом абзаце раздела П.3.3.6.2 Приложения 3 [32] ошибочно указан ВАБ уровня 2. **(7.1.7-1)**

В разделе П.3.3.6.2.4 Приложения 3 [32] ошибочно приведена ссылка на формулу (8-15). Формула с данным номером в разделе П.3.3.6.2 Приложения 3 [32] отсутствует. **(7.1.7-2)**

Рекомендация

В подразделе П.3.3.6.2.1 Приложения 3 [32] приведены формулы статистической оценки частот группы ИС «Переходные процессы», в их числе ИС «Обесточивание». Результаты расчётов частот ИС по этим формулам приведены в таблице П.3.3.6.10 Приложения 3 [32]. Однако, как утверждает Заявитель, в том же подразделе П.3.3.6.2.1 Приложения 3 [32], для ИС «Обесточивание» оценки условных вероятностей неустранения ИС за

определенные интервалы времени позволяют получить более реалистичные оценки частоты повреждения активной зоны вследствие таких ИС. Однако эта процедура не была выполнена. Рекомендуются либо провести переоценку частоты ИС «Обесточивание» в соответствии с указанным выше утверждением, либо убрать указанный абзац из текста подраздела П.3.3.6.2.1 Приложения 3 [32].

(7.1.7-3)

7.1.8. Анализ данных по надёжности элементов оборудования

Оценка показателей надёжности элементов системы АЗ-1 и системы защиты ОЦК от превышения давления приведена в разделе П.3.3.6.1 Приложения 3 ОУОБ [32]. Основной задачей Заявителя в рамках ВАБ было определение показателей надёжности оборудования системы АЗ-1 и системы защиты ОЦК от превышения давления с использованием данных по отказам элементов, неготовности из-за испытаний, ремонтов и технического обслуживания.

В соответствии с рекомендациями п. 82 и главы 9 Приложения 3 к РБ-024-11, в разделе П.3.3.6 Приложения 3 [32] приведены показатели надёжности элементов систем и методология их расчёта.

В соответствии с положениями п. 67 РБ-024-11, в таблице П.3.3.6.1 Приложения 3 [32] приведены типы и границы моделируемых элементов, для которых собирались данные по отказам, а также виды отказов элементов, используемых при выполнении задачи ВАБ «Анализ надёжности систем».

Эксплуатационная информация о тепломеханическом и электротехническом оборудовании собрана и обработана Заявителем за семилетний период с 2010 по 2016 гг.

В соответствии с рекомендациями п. 66, 77, 78 раздела VII и главы 9 Приложения 3 РБ-024-11, для элементов электрической части АЗ-1 Заявителем оценивалась интенсивность отказов в режиме ожидания и в работе. В качестве оценки коэффициента неготовности из-за

техобслуживания или ремонта Заявителем рассматривался максимум времени восстановления и замены. Для оценки вероятности отказов общего вида системы АЗ-1 Заявителем использован метод бета фактора. В таблице П.3.3.6.6 Приложения 3 ОУОБ [32] приведены значения бета факторов для элементов системы АЗ-1.

Отказы общего вида для тепломеханического и электротехнического оборудования определены по обобщенным данным модели альфа-фактора. В таблице П.3.3.6.5 Приложения 3 ОУОБ [32] приведены значения параметров ООВ для групп элементов, определённых при выполнении анализа надежности систем, моделируемых в ВАБ.

В соответствии с рекомендациями пп. 65, 75 и 76 РБ-024-11, для определения вероятностей отказов тепломеханического и электротехнического оборудования системы АЗ-1 Заявитель использовал специфические данных по отказам элементов энергоблока № 2 Билибинской АЭС и обобщенные данные по отказам из опыта эксплуатации энергоблоков № 1, 3, 4 Билибинской АЭС. Параметры отказов элементов системы АЗ-1 энергоблока № 2 Билибинской АЭС, использованные для определения вероятностей отказов элементов, приведены в таблице П.3.3.6.2 Приложения 3 [32]. Результаты оценок интенсивности отказов элементов систем, моделируемых в ВАБ энергоблока № 2 Билибинской АЭС, приведены в таблице П.3.3.6.3 Приложения 3 [32].

Для оборудования, для которого не зарегистрировано отказов или зарегистрирована малая наработка, использован опыт эксплуатации Балаковской АЭС. Результаты оценок интенсивностей отказов для элементов энергоблока № 2 Билибинской АЭС (насосы, дизель-генераторы, электроприводная арматура, элементы систем электроснабжения, теплообменники, трансформаторы), определенные с учётом опыта

эксплуатации Балаковской АЭС приведены в таблице П.3.3.6.4 Приложения 3 [32].

Для исполнительной части АЗ-1 [32] проведена оценка вероятности застревания поглощающих стержней СУЗ. Для элементов системы защиты ОЦК определялась вероятность отказа на открытие.

В модели ВАБ [32] не рассматривались отказы типа «ложное срабатывание» для элементов системы АЗ-1 и для элементов системы защиты ОЦК, поскольку такой отказ не приводит к отказу выполнения функций систем. Отказы типа «незакрытие после открытия» для элементов системы защиты ОЦК не рассматривались, поскольку такой отказ не приводит к отказу выполнения функции системы.

Редакционное замечание

В таблице П.3.3.6.3 Приложения 3 [32] приведены интенсивности отказов моделируемых элементов энергоблока № 2 Билибинской АЭС, однако в данной таблице не указаны виды отказов элементов, для которых приведены интенсивности отказов. **(7.1.8-1)**

7.1.9. Анализ надёжности действий персонала

В соответствии с положениями главы VI РБ-024-11 в разделе П.3.3.7 Приложения 3 [32] представлены сведения об анализ надёжности действий персонала для работы энергоблока № 2 Билибинской АС на мощности. Основными задачами Заявителя при анализе надёжности персонала являлись:

- определение моделируемого перечня действий персонала (доаварийных и послеаварийных);
- выбор моделей для оценки надёжности персонала;
- оценка надёжности действий персонала (определение вероятности ошибок) в соответствии с выбранными моделями;

- оценка зависимости между действиями персонала (т.е. определение степени взаимовлияния между действиями персонала и оценка его влияния на общую оценку надёжности действий персонала);
- оценка вклада надёжности персонала на суммарную вероятность тяжёлых аварий;
- определение доминантных (наиболее опасных) потенциальных ошибок персонала.

В соответствии с положениями п. 86 РБ-024-11 описание использованной методической основы при выполнении анализа надёжности персонала представлено в разделе П.3.3.7.1 Приложения 3 [32]. В разделе П.3.3.7.1 Приложения 3 [32] указано, что при выполнении анализа надёжности персонала не было выявлено наличие доаварийных ошибок персонала и ошибок восстановления в связи с отсутствием их возможности. Также не возникла необходимость рассмотрения взаимозависимостей ошибок персонала в связи с их отсутствием в рассмотренных аварийных сценариях.

В разделе П.3.3.7 Приложения 3 [32] в рамках анализа надёжности персонала были выполнены следующие этапы (соответствие положениям пп. 92, 93, 94 РБ-024-11):

- идентификация послеаварийных (ошибок, возникающих после начала аварии) ошибок персонала для групп ИС;
- разработка дерева решений для выполнения количественной оценки вероятности ошибок персонала;
- количественная оценка вероятностей ошибок персонала.

При выполнении количественной оценки послеаварийных ошибок персонала был использован метод дерева решений. Заявителем в рамках ВАБ в разделе П.3.3.7.4.3 Приложения 3 [32] было разработано дерево решений. Разработка дерева решений включала в себя следующие этапы:

- анализ влияющих на поведение факторов;
- ранжирование влияющих на поведение факторов;
- расчёт окончательного дерева решений.

После разработки «инструмента» дерева решений были выполнены количественные оценки ВОП всех послеаварийных действий оператора, включенных в модель ВАБ уровня 1. Итоговые результаты оценок вероятностей ошибок для послеаварийных действий персонала с учётом специфики ИС представлены в таблице П.3.3.7.7 Приложения 3 [32].

Редакционные замечания

В разделе П.3.3.7 Приложения 3 [32] не были рассмотрены доаварийные ошибки персонала, связанные с оставлением задвижек в закрытом положении на трубопроводах САППВ после проведения технического обслуживания или ремонта, а также доаварийные ошибки персонала, связанные с неправильной калибровкой предохранительных клапанов системы защиты ОЦК от превышения давления (несоответствие положениям п. 89 РБ-024-11).

(7.1.9-1)

В разделе П.3.3.7 Приложения 3 [32] не были рассмотрены послеаварийные ошибки персонала, связанные с подключением АПЭН при аварии типа «Компенсируемая течь» (несоответствие положениям п. 87 РБ-024-11).

(7.1.9-2)

В таблице П.3.3.3.19 Приложения 3 [32] «Группы ИС с потерей теплоносителя» указано, что при наступлении ИС «IE-GPK» «Несанкционированное открытие ГПК», IE-RPS-C «Отказ контура охлаждения СУЗ» АЗ срабатывает автоматически. Однако в таблице П.3.3.7.1 Приложения 3 [32] рассматриваются ошибки персонала, связанные с активацией АЗ.

(7.1.9-3)

7.1.10. Анализ, интерпретация и представление результатов ВАБ-1 при работе энергоблока на мощности

В результате выполнения ВАБ первого уровня энергоблока № 2 Билибинской АЭС Заявителем оценена частота повреждения активной зоны для внутренних иницирующих событий при работе энергоблока на мощности, которая составила $2,25 \times 10^{-6}$ на реактор в год, выполнены анализы значимости, чувствительности и неопределённости. Результаты ВАБ-1 энергоблока № 2 Билибинской АЭС для внутренних исходных событий при работе на мощности представлены Заявителем в разделе П.3.3.8 Приложения 3 [32].

В соответствии с положениями глав XI и XII РБ-024-11 объём количественных оценок выполненного ВАБ [32] включал:

- оценку среднего значения общей, т.е. суммарной по всем группам ИС вероятности повреждения ТВЭлов активной зоны;
- оценки средних значений вероятности повреждения ТВЭлов активной зоны для каждой группы ИС;
- оценки средних значений частоты повреждения активной зоны реактора для минимальных сечений, вносящих наибольшие вклады в значение общей частоты повреждения активной зоны реактора;
- анализы неопределённостей, значимости и чувствительности, результаты которых, совместно с результатами расчётов значений ЧПЗ, используются для оценки достигнутого уровня безопасности и разработки рекомендаций по его повышению.

В таблице П.3.3.8.1 Приложения 3 [32] представлен перечень наиболее значимых групп ИС. Наибольший вклад (72,9 %) в общую частоту повреждения активной зоны реактора вносит подгруппа ИС «Разрывы трубопроводов ОЦК и паропроводов, приводящие к разрушению бокса

барабана-сепаратора» группы ИС, непосредственно приводящих к повреждению активной зоны реактора.

В разделе П.3.3.8.2 Приложения 3 [32] Заявителем представлены результаты анализа значимости в отношении групп ИС, базисных событий, в том числе, наиболее значимых независимых отказов оборудования, отказов оборудования по общей причине и ошибок персонала, что соответствует рекомендациям п. 128 раздела XIII РБ-024-11.

В таблице П.3.3.8.3 Приложения 3 [32] представлен перечень значимых независимых отказов оборудования. Наиболее существенный вклад в частоту повреждения активной зоны обусловлен отказом механической части аварийной защиты реактора. Высокую значимость механической части аварийной защиты Заявитель объяснил необходимостью срабатывания аварийной защиты практически во всех рассмотренных ИС.

Согласно таблице П.3.3.8.4 Приложения 3 [32], наиболее существенный вклад в ЧПЗ, обусловленный отказами оборудования по общей причине (8 % от общей ЧПЗ), вносит отказ на открытие трёх из трёх ГПК. Высокая значимость отказа на открытие трёх из трёх ГПК по общей причине по отношению к другим ООП обоснована необходимостью срабатывания ГПК (выполнения функции защиты ОЦК от превышения давления) для всех рассмотренных ИС типа «переходный процесс». Суммарная значимость отказов оборудования по общей причине по показателю Fussell-Vesely составляет 13.5 % от общей ЧПЗ.

Суммарный вклад в ЧПЗ ошибок персонала составляет 0,26% от общей ЧПЗ. Практически весь вклад (0,2 %) обусловлен ошибкой персонала при активации АЗ для ИС «Отключение турбины».

В разделе П.3.3.8.3 Приложения 3 [32] приведены результаты анализа чувствительности. В рамках анализа чувствительности Заявителем выполнен перерасчёт модели ВАБ, при котором частота ИС «Разрывы трубопроводов

ОЦК и паропроводов, приводящие к разрушению бокса барабана-сепаратора» была снижена в 10 раз (до $1.34E-07$ 1/(реактор*год)). При этом, по оценкам Заявителя [32], данная частота сопоставима с частотами ИС, полученными вероятностно-прочностными расчётными методами, применяемыми для определения частот аналогичных ИС для ВВЭР-1000. При второй итерации частота указанного ИС была снижена в 100 раз ($1.34E-08$ 1/(реактор*год)).

Результаты анализа неопределённости представлены Заявителем в разделе П.3.3.8.4 Приложения 3 [32]. Анализ параметрической неопределённости вероятности повреждения активной зоны в части показателей надёжности элементов систем, вероятностей ошибок персонала и вероятностей исходных событий выполнен с использованием метода статистических испытаний (метода Монте-Карло), получившего наибольшее распространение при оценке доверительных границ в исследованиях безопасности.

В разделе П.3.3.8.5 Приложения 3 [32] Заявитель оценил уровень безопасности энергоблока и привёл рекомендации для повышения уровня безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС, что соответствует рекомендациям п. 129 и п. 132 раздела XIII РБ-024-11.

Оцененное значение частоты повреждения активной зоны для внутренних ИС при работе энергоблока на мощности составило $2,25E-06$ на реактор в год, что ниже целевого значения установленное в НП-001-15.

Необходимо отметить, что полученная оценка ЧПЗ консервативна, поскольку допущения, связанные с необходимостью защиты паропроводов от превышения давления и невозможностью предотвратить плавление топлива при отказе АЗ-1 в ряде случаев консервативны. Кроме того, выполненный анализ чувствительности показал, что при снижении частоты ИС «Разрывы трубопроводов ОЦК и паропроводов, приводящие к разрушению бокса барабана-сепаратора» в 10 раз также ожидается существенное снижение ЧПЗ.

Редакционные замечания

Полученное значение частоты повреждения активной зоны для внутренних ИС при работе энергоблока на мощности [32] не учитывает вклады в ЧПЗ от аварийных последовательностей исходных событий, вызванных внутренними и внешними воздействиями (внутренние пожары, внутренние затопления, внешние природные и техногенные воздействия), а также вклады в ЧПЗ от аварийных последовательностей исходных событий в стояночных режимах работы энергоблока. Поэтому сравнивать данное значение частоты повреждения активной зоны с целевым значением, установленным в НП-001-15, некорректно. **(7.1.10-1)**

В разделе П.3.3.8 Приложения 3 [32] не представлена оценка влияния неопределённостей на выводы и рекомендации ВАБ-1 (несоответствие положениям п. 132 РБ-024-11). **(7.1.10-2)**

Рекомендация

Рекомендуется при описании результатов ВАБ использовать термин «вероятность тяжёлой аварии» (ВТА) вместо термина «частота повреждения активной зоны» (ЧПЗ). **(7.1.10-3)**

7.2. ВАБ первого уровня для режимов работы энергоблока на малой мощности и останова на период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока

7.2.1. Анализ эксплуатационных состояний энергоблока

В соответствии с положениями главы III РБ-024-11 в разделе П.3.4.2.2 Приложения 3 [32] представлены результаты отбора эксплуатационных состояний энергоблока № 2 Билибинской АС. В соответствии с положениями п. 19 РБ-024-11 в разделах П.3.4.2.2, П.3.4.2.3 Приложения 3 [32] определение перечня ЭС выполнялось поэтапно:

- составлен перечень всех возможных ЭС;

- определены границы между ЭС, которые будут рассматриваться в ВАБ для работы на номинальном и частичном уровне мощности и в ВАБ для состояний с заглушенным реактором, перегрузки топлива, пуска и останова;
- проведено группирование ЭС.

В соответствии с положениями п. 20 РБ-024-11, в разделе П.3.4.2.2 Приложения 3 [32] Заявителем определены ЭС на основании рассмотрения технологических регламентов, инструкций по эксплуатации РУ и другой эксплуатационной документации.

В соответствии с положениями п. 22 РБ-024-11 были рассмотрены следующие виды останова энергоблока (раздел П.3.4.2.2.2 Приложения 3 [32]):

- плановый останов энергоблока для среднего ремонта оборудования и проведения перегрузки топлива;
- плановый останов энергоблока для капитального ремонта оборудования и проведения перегрузки топлива;
- внеплановый останов с переводом РУ в «горячее» состояние;
- внеплановый останов с переводом РУ в «холодное» состояние.

В разделах П.3.4.2.3, П.3.4.2.4, П.3.4.2.5 Приложения 3 [32] с целью сокращения количества аварийных сценариев, моделируемых в ВАБ, проведено объединение ЭС в группы по схожести (соответствие положениям п. 23 РБ-024-11):

- исходных событий;
- степени критичности реактора;
- уровня остаточных тепловыделений;

- температуры, давления и других параметров теплоносителя первого контура;
- уровня теплоносителя в реакторе;
- степени герметичности первого контура;
- количества подключенных петель;
- способа отвода остаточных тепловыделений;
- работоспособности систем, участвующих в выполнении моделируемых функций, включая обеспечивающие системы;
- конфигурации систем.

Итоговые перечни групп ЭС приведены в таблицах П.3.4.2.6, П.3.4.2.7, П.3.4.2.8, П.3.4.2.9 Приложения 3 [32] с указанием видов останова реактора, где данные перечни ЭС реализуются (плановый останов энергоблока для среднего ремонта оборудования и проведения перегрузки топлива, плановый останов энергоблока для капитального ремонта оборудования и проведения перегрузки топлива, внеплановый останов с переводом РУ в «горячее» состояние, внеплановый останов с переводом РУ в «холодное» состояние).

В соответствии с положениями п. 27 РБ-024-11, длительности ЭС определялись на основании усреднённых оценок длительности ЭС энергоблока № 2 Билибинской АС (таблицы П.3.4.2.6- П.3.4.2.10 Приложения 3 к ОУОБ [32]).

Редакционные замечания

В разделе П.3.4.2.3.2 Приложения 3 [32] указано, что режимы охлаждения активной зоны реактора при перегрузке, порядок включения/отключения схемы ремонтного расхолаживания, условия прекращения циркуляции по контуру охлаждения каналов СУЗ, необходимый температурный контроль определяются в соответствии с требованиями эксплуатационной документации. Вместе с тем в самом

разделе П.3.4.2.3.2 Приложения 3 [32] такая информация не приведена и не проанализирована (несоответствие положениям п. 21 РБ-024-11). **(7.2.1-1)**

В разделе П.3.4.2.3 Приложения 3 [32] «Определение набора эксплуатационных состояний при ППР со средним и с капитальным ремонтом» не указано, в чем состоит принципиальное различие между средним и капитальным ППР (кроме различий в длительности). **(7.2.1-2)**

7.2.2. Отбор и группирование иницирующих событий для режимов работы энергоблока на малой мощности и останова

В соответствии с положениями главы IV РБ-024-11 в разделе П.3.4.3 Приложения 3 [32] представлены сведения об отборе исходных событий для следующих ЭС:

- ЭС-1. Работа РУ на низком уровне мощности;
- ЭС-2. Расхолаживание РУ от останова реактора до «холодного» состояния;
- ЭС-3. «Холодное» состояние, ремонт оборудования, перегрузка топлива;
- ЭС-4. Пусковые операции до выхода на МКУ мощности;
- ЭС-5. Ремонт оборудования в «горячем» состоянии;
- ЭС-6. Ремонт оборудования в «холодном» состоянии.

Для ЭС-1 в разделе П.3.4.3.1 Приложения 3 [32] в качестве перечня ИС выбран перечень ИС для ВАБ на мощности, приведенный в таблице П.3.4.3.1 Приложения 3 [32].

Для ЭС-2, ЭС-4, ЭС-5 в разделах П.3.4.3.2, П.3.4.3.4, П.3.4.3.6 Приложения 3 [32] в качестве перечня ИС также выбирался перечень ИС для ВАБ на мощности, приведенный в таблице П.3.4.3.1 Приложения 3 [32] за исключением следующих групп ИС:

- отключение турбины;

- несанкционированное срабатывание АЗ, автоматическое срабатывание АЗ, срабатывание АЗ, инициируемое оператором;
- несанкционированное открытие ГПК, большие, средние, малые и компенсируемые течи.

Для ЭС-3, ЭС-6 в разделах П.3.4.3.3, П.3.4.3.6 Приложения 3 [32] рассмотрены две группы ИС:

- отказ СРР с последующим отказом контура охлаждения каналов СУЗ;
- падение тяжёлых предметов на реактор.

Редакционные замечания

Оценка частоты ИС «Отказ СРР с последующим отказом КО СУЗ» для ЭС-3, ЭС-6, представленная в разделах П.3.4.3.3, П.3.4.3.6 Приложения 3 [32], выполнена неверно, поскольку не учитывала зависимость СРР и КО СУЗ от обеспечивающих систем (электрообеспечения и технической воды). Согласно разделу 4.1.1.3 [32], на остановленной РУ циркуляция воды в КО СУЗ осуществляется через теплообменник глубокого расхолаживания, тепло от которого отводится технической водой. СРР также отводит тепло через теплообменник СРР, охлаждаемый технической водой. Дополнительно к этому не рассмотрено ИС «Отказ системы технического водоснабжения» (несоответствие положениям п. 32 РБ-024-11). **(7.2.2-1)**

Оценка частот ИС для ЭС-1, представленная в разделе П.3.4.3.1 Приложения 3 [32], была получена без учёта статистической информации о нарушениях в работе энергоблока для указанного ЭС (несоответствие положениям п. 72 РБ-024-11). **(7.2.2-2)**

В разделе П.3.4.3 Приложения 3 [32] Заявителем не представлены сведения о том, что при составлении перечня ИС для режимов работы энергоблока на малой мощности и останова использовались информация в соответствии с рекомендациями п. 31 РБ-024-11. **(7.2.2-3)**

7.2.3. Анализ, интерпретация и представление результатов ВАБ-1 при работе энергоблока в стояночных режимах

В результате выполнения ВАБ энергоблока № 2 Билибинской АЭС Заявителем выполнена оценка частоты повреждения активной зоны для внутренних иницирующих событий при работе энергоблока в режимах малой мощности и с остановленным реактором, которая равна $3,93\text{E-}08$ на реактор в год. Результаты ВАБ-1 энергоблока № 2 Билибинской АЭС для внутренних исходных событий при работе энергоблока в режимах малой мощности и с остановленным реактором представлены Заявителем в разделе П.3.4.4 Приложения 3 [32].

В разделе П.3.4.3 Приложения 3 [32] выполнена оценка частоты ПАЗ для одного эксплуатационного состояния (ЭС-1) при работе на малом уровне мощности (менее $2\% N_{\text{ном}}$) и пяти эксплуатационных состояний (ЭС-2÷6) для режимов с остановленным реактором. Вклады отдельных ЭС приведены в таблице П.3.4.4.1 [32].

Оцененное Заявителем значение частоты повреждения активной зоны для внутренних ИС при работе энергоблока в режимах малой мощности и с остановленным реактором составило $3,93\text{E-}06$ на реактор в год [32], что на два порядка ниже целевого значения, установленного в НП-001-15.

По утверждению Заявителя [32], при учёте заложенного в анализе консерватизма работа энергоблока на пониженном уровне мощности и в режиме останова не будет вносить существенный вклад в частоты повреждения активной зоны даже при учёте внутренних и внешних воздействий, так как:

- вероятность их возникновения в периоды работы энергоблока на пониженном уровне мощности крайне мала из-за малой длительности этих периодов;

- последствия внутренних и внешних воздействий в режиме остановленного блока не отличаются от последствий исходных событий, вызванных внутренними ИС.

Замечание

В разделе П.3.4.4 Приложения 3 [32] при представлении результатов ВАБ-1 энергоблока № 2 Билибинской АЭС для внутренних исходных событий при работе энергоблока в режимах малой мощности и с остановленным реактором, не выполнены анализы значимости, чувствительности и неопределённости. Также не сформулированы рекомендации по обеспечению безопасности энергоблока на основании результатов ВАБ-1 энергоблока № 2 Билибинской АЭС для внутренних исходных событий при работе в режимах малой мощности и с остановленным реактором, что является невыполнением требований п. 11 и п. 29 НП-095-15. **(7.2.3-1)**

Редакционное замечание

Полученное значение частоты повреждения активной зоны для внутренних ИС при работе энергоблока в режимах малой мощности и с остановленным реактором не учитывает вклады в ЧПЗ от аварийных последовательностей исходных событий, вызванных внутренними и внешними воздействиями (внутренние пожары, внутренние затопления, внешние природные и техногенные воздействия), а также вклады в ЧПЗ от аварийных последовательностей исходных событий при работе энергоблока на мощности. Поэтому сравнивать данное значение частоты повреждения активной зоны с целевым значением, установленным в НП-001-15, некорректно. **(7.2.3-2)**

7.2.4. Оценка ВАБ-1 для источников радиации, не связанных с активной зоной

В разделе П.3.9 Приложения 3 ОУОБ [32] представлен вероятностный анализ безопасности первого уровня энергоблока Билибинской АЭС для источников радиации, не связанных с активной зоной. Указанный раздел ВАБ разработан Заявителем согласно требованиям пунктов 1.2.17 и 1.2.19 НП-001-15. ВАБ-1, представленный в разделе П.3.9 Приложения 3 к ОУОБ [32] является первым вероятностным анализом безопасности, выполненным с целью проверки соответствия ВАБ Билибинской АЭС требованиям п. 9 НП-095-15 в части анализа всех источников радиоактивности.

Согласно разделу П.3.9 Приложения 3 к ОУОБ [32], ВАБ-1 выполнен для всех мест нахождения топлива (отличных от топлива в активной зоне реактора) и радиоактивных веществ независимо от их принадлежности к конкретному энергоблоку Билибинской АЭС.

В разделе П.3.9 Приложения 3 ОУОБ [32] представлена методика выполнения вероятностного анализа и результаты анализа для следующих источников радиоактивности на территории Билибинской АЭС:

- система перегрузки и хранения топлива (содержит тепловыделяющие элементы);
- хранилище жидких радиоактивных отходов (содержит радиоактивные отходы)
- хранилище твёрдых радиоактивных отходов (содержит радиоактивные отходы)

В разделе П.3.9.3.1.1.2 Приложения 3 ОУОБ [32] рассмотрены следующие ИС для системы обращения со свежим топливом и их последствия:

- затопление ТУК;

- падение ТУК при выполнении транспортно-технологических операций.

На основании сертификата-разрешения на ТУК ТК-С7М RU/159/B(U)F–85T, полученного по итогам проведения испытаний, который подтверждает невозможность разрушения ТВС, Заявитель сделал вывод о том, что радиационная и ядерная безопасность при падении ТУК не нарушается. Возможность затопления ТУК при транспортировании в заводских упаковках Заявитель исключает.

В разделе П.3.9.3.1.2.2 Приложения 3 ОУОБ [32] указано на возможные ИС для узла приёма и хранения свежего топлива:

- зависание или падение свежих ТВС при выполнении транспортно-технологических операций;
- попадание воды в узел хранения свежего ЯТ.

Радиационные последствия зависания или падение свежих ТВС при выполнении транспортно-технологических операций Заявитель исключает на основании глубокой подкритичности системы. Радиационные последствия аварии с попаданием воды в узел хранения свежего ЯТ исключаются Заявителем на основании расчёта эффективного коэффициента размножения нейтронов с помощью аттестованного ПС ММКФК-2 [47д].

На основании расчётов одновременное падение и складывание в плотный штабель ТВС в количестве 40 штук оценено Заявителем частотой, значительно меньшей, чем $0,67 \times 10^{-9}$ 1/год. В разделе П.3.9.3.2.4 Приложения 3 к ОУОБ [32] проанализированы ИС для ОЯТ в бассейне выдержки. В разделе П.3.9.4 Приложения 3 к ОУОБ [32] проанализированы ИС для системы хранения твёрдых радиоактивных отходов.

В разделе П.3.9 Приложения 3 ОУОБ [32] выполнен качественный анализ возможных сценариев повреждения топлива для источников радиации, отличных от активной зоны. Исключение сценариев из

отборочного и детального анализов выполнено на основании критериев исключения. Консервативные количественные оценки частот негативных последствий выполнялись Заявителем только для тех сценариев, для которых доказать физическую невозможность или крайне малую вероятность возникновения негативных последствий не представлялось возможным.

Частота негативных последствий для всех возможных сценариев, связанных с источниками радиоактивности, отличными от топлива в активной зоне, по результатам консервативного анализа оценена величиной $8,67 \times 10^{-9}$ 1/год [32].

Замечания

При выполнении ВАБ-1 для источников радиоактивности, отличных от активной зоны реактора [32], не учтены исходные события, обусловленные внутриплощадочными и внешними воздействиями природного и техногенного происхождения, и исходные события, связанные с ошибками персонала (несоответствие требованиям п. 12 НП-095-15). **(7.2.4-1)**

В Приложении 3 к ОУОБ [32] выполнен качественный анализ возможных сценариев повреждения топлива для источников радиации, отличных от активной зоны. Исключение сценариев из отборочного и детального анализов выполнено Заявителем на основании некорректных критериев. Таким образом, процедура выполнения ВАБ, использованная в разделе П.3.9 Приложения 3 ОУОБ [32], не соответствует требованиям п. 22 НП-095-15 и положениям п. 8 РБ-024-11. **(7.2.4-2)**

В П.3.9.2.3 Приложения 3 к ОУОБ [32] не обосновано использование упрощённых методов (приблизительных расчётов), с помощью которых выполняются отдельные задачи вероятностного анализа безопасности в отношении источников радиоактивности, отличных от активной зоны реактора (несоответствие требованиям п. 19 НП-095-15). **(7.2.4-3)**

Редакционные замечания

В разделе П.3.9 Приложения 3 ОУОБ [32] указано, что ВАБ для источников радиации, не связанных с активной зоной, выполнен с целью проверки выполнения требований пп. 1.2.17, 1.2.19 НП-001-15. При определении задачи выполнения ВАБ Заявитель привёл некорректные формулировки содержания указанных пунктов НП-001-15. Таким образом, задача по выполнению ВАБ поставлена Заявителем некорректно. **(7.2.4-4)**

В разделе П.3.9 Приложения 3 ОУОБ [32] указано, что ВАБ для источников радиации, не связанных с активной зоной выполнен в соответствии с требованиями п. 9 НП-095-15. В соответствии с требованиями п. 9 НП-095-15 при разработке вероятностного анализа безопасности энергоблока АС уровня 1 должна рассчитываться суммарная вероятность тяжёлых аварий за один год для одного энергоблока АС по всем исходным событиям, всем режимам нормальной эксплуатации, всем имеющимся на энергоблоке АС местам нахождения ядерных материалов. Определение суммарной вероятности большого аварийного выброса для всех источников РВ и РАО должно выполняться в рамках ВАБ уровня 2 в соответствии с требованием п. 10 НП-095-15. **(7.2.4-5)**

При выполнении ВАБ в разделе П.3.9 Приложения 3 ОУОБ [32] в качестве источника радиоактивности не рассмотрены нарушения нормальной эксплуатации при транспортировании отработавшего ядерного топлива (несоответствие положениям п. 5 РБ-024-11). **(7.2.4-6)**

Не выполнены задачи ВАБ-1 в разделе П.3.9 Приложения 3 ОУОБ [32] по формированию перечня исходных событий, потенциально приводящих к выходу радиоактивных продуктов за границы места хранения, не выполнены группирование и оценка частот таких событий (несоответствие положениям раздела IV РБ-024-11). **(7.2.4-7)**

В разделе П.3.9.3.2.4 Приложения 3 ОУОБ [32] при рассмотрении аварии с полным обезвоживанием бассейна выдержки не рассмотрено изменение уровней радиационного излучения, связанное с отсутствием защитного слоя воды в бассейне выдержки (несоответствие положениям пп. 20, 25 РБ-116-17). **(7.2.4-8)**

В разделе П.3.9.3.2.4 Приложения 3 ОУОБ [32] сделан вывод о том, что при потере охлаждения ОЯТ на момент полного заполнения БВ-4 с учётом отказа всех систем энергоснабжения не происходит разрушение твэлов и выхода продуктов деления за оболочку твэлов. При этом средняя по объёму воды температура в бассейне выдержки достигает значения 100°C через 9 суток. Учитывая, что для восстановления энергоснабжения в данном случае может потребоваться использование аварийных источников или привлечение внешней помощи, должен быть обоснован интервал времени развития аварии и отсутствие необходимости моделирования аварии за пределами 9 суток (несоответствие положениям п. 41 РБ-116-17). **(7.2.4-9)**

В качестве исходных событий аварий с падением тяжёлых предметов на БВ рассматриваются только падение мостового крана на перекрытие БВ. Однако обоснование отбора ИС в ОУОБ [32] не приведено (несоответствие положениям раздела III РБ-116-17). **(7.2.4-10)**

В разделе П.3.9 Приложения 3 ОУОБ [32] не представлено описание методов анализа надёжности персонала и результаты анализа надёжности персонала (несоответствие требованиям п. 22 НП-095-15 и положениям раздела VII РБ-116-17). **(7.2.4-11)**

Содержание раздела П.3.9 Приложения 3 ОУОБ [32] не соответствует Приложению № 3 к РБ-024-11 и положениям п. 183 РБ-116-17. **(7.2.4-12)**

7.3. ВАБ первого уровня при внутренних пожарах при работе энергоблока на мощности на период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока

7.3.1. Разработка списка систем (элементов), отказывающих при воздействии поражающих факторов пожаров

Результаты определения систем (элементов), подверженных воздействию поражающих факторов пожаров, представлены в разделе П.3.5.3 Приложения 3 [32]. В соответствии с положениями п. 23 РБ-076-12, основной задачей было выявление систем (элементов), подверженных отказу из-за пожара, повреждение которых может вызвать ИС или снизить надёжность систем (элементов), выполняющих функции безопасности.

В разделе П.3.5.2.1 Приложения 3 [32] при описании методического подхода, Заявитель указал, что с целью определения оборудования, подверженного отказам из-за воздействия поражающих факторов пожаров, были проанализированы все системы, участвующие в выполнении функций безопасности в ВАБ уровня 1 (включая обеспечивающие и управляющие системы). Для выполнения данного анализа использовалась информация, представленная в ВАБ уровня 1 для внутренних ИС при работе энергоблока № 2 Билибинской АЭС на мощности. В таблице П.3.5.3.2 [32] приведен перечень функций безопасности, включенных в таблицы деревьев событий при моделировании аварийных последовательностей в ВАБ уровня 1 для внутренних ИС при работе энергоблока № 2 Билибинской АЭС на мощности. На основании информации, приведенной в таблице П.3.5.3.2 Приложения 3 [32], сформирован список обеспечивающих систем, отказы которых из-за пожаров могут привести к снижению надёжности выполнения функций безопасности. Перечень таких систем приведен в Таблице П.3.5.3.3 Приложения 3 [32] с указанием обеспечиваемых систем, выполняющих функции безопасности.

Заявитель также выявил виды отказов оборудования, возможные из-за воздействия поражающих факторов пожаров. Перечень элементов защитных, обеспечивающих и управляющих систем, участвующих в выполнении функций безопасности, подверженных отказам при воздействии поражающих факторов пожаров с указанием видов отказов данных элементов и их последствий, приведен в таблице П.3.5.3.4 Приложения 3 [32]. Приведенная в вышеуказанных таблицах информация соответствует положениям п. 24 РБ-076-12.

Редакционные замечания

В разделе П.3.5.3 Приложения 3 [32] не определены кабели питания и управления системами (элементами) и не определены схемы управления системами (элементами), повреждение которых приводит к отказам важного для безопасности оборудования при пожаре (несоответствие положениям п. 26 РБ-076-12).

(7.3.1-1)

В разделе П.3.5.3 Приложения 3 [32] не учтены отказы систем (элементов), которые могут происходить из-за воздействия воды, поступающей во время пожаротушения (несоответствие положениям п. 27 РБ-076-12).

(7.3.1-2)

В разделе П.3.5.3 Приложения 3 [32] не рассмотрены отказы кабелей для конкретного оборудования систем безопасности вызванные пожаром в конкретных пожарных зонах:

- обрыв цепи или повреждение цепи, вызывающее исчезновение напряжения в проводнике;
- замыкание на землю – повреждение цепи, приводящее к соединению кабельного проводника с заземленной конструкцией (например, с кабельной полкой);

- короткое замыкание – повреждение цепи, приводящее к соприкосновению двух проводников;
- «ложная наводка напряжения» – повреждение цепи, приводящее к соприкосновению запитанного и не запитанного проводников, в результате которого не запитанный проводник становится под напряжение (несоответствие положениям пп. 28, 29 РБ-076-12). **(7.3.1-3)**

7.3.2. Определение пожарных зон для энергоблока № 2 Билибинской АЭС

В разделе П.3.5.4 Приложения 3 [32] выполнено формирование пожарных зон энергоблока № 2 Билибинской АЭС в соответствии с положениями раздела V РБ-076-12. Общие методологические положения выполнения ВАБ пожаров приведены в разделе П.3.5.2 Приложения 3 [32].

Согласно положениям п. 31 РБ-076-12, в разделе П.3.5.4 Приложения 3 [32] выделены помещения/наборы помещений или области на площадке энергоблока № 2 Билибинской АЭС, которые в дальнейшем будут использоваться при разработке пожарных сценариев для отборочного анализа.

В соответствии с положениями п. 32 РБ-076-12, в качестве предварительного перечня пожарных зон в П.3.5 Приложения 3 к ОУОБ [32] принимался перечень пожарных отсеков, установленных в рамках проекта Билибинской АЭС. Всего для анализа выбрано 262 помещения, которые приведены в таблице П.3.5.4.1 Приложения 3 [32].

В соответствии с положениями РБ-076-12, под пожарной зоной понимается помещение или несколько помещений АС, не имеющих барьеров для предотвращения распространения пожара за счёт различных видов связей и отделенных от других помещений АС. Пожарные зоны определяются исходя из наличия физических границ помещений и связей между помещениями (проёмы, открытые двери и прочее).

Согласно положениям п. 33 РБ-076-12, процедура формирования пожарных зон состояла из нескольких шагов, выполняемых поэтапно с элементами итерации. Данные шаги указаны в разделе П.3.5.4.2 Приложения 3 [32]. В таблице П.3.5.4.2 Приложения 3 [32] приведен перечень пожарных зон с входящими в них помещениями и соответствующими связями, а также представлены результаты отборочного анализа пожарных зон. При определении возможности распространения пожара определялась его продолжительность по кривой стандартного пожара (рис. П.3.5.4.1 Приложения 3 [32]) и пожаростойкости противопожарных барьеров. Влияние АППТ на этом этапе анализа консервативно не учитывалось. Таким образом, предварительный перечень пожарных зон был откорректирован, и сформирована 71 пожарная зона, что соответствует положениям п. 35 РБ-076-12. Результирующий перечень пожарных зон приведен в таблице П.3.5.4.2 Приложения 3 [32]. Каждой выявленной пожарной зоне присваивался уникальный код, что соответствует положениям п. 36 РБ-076-12.

Редакционные замечания

Заявителем не выполнен обход энергоблока АЭС, рекомендуемый положениями пп. 13, 15 РБ-076-12. Исходная информация, содержащая результаты обходов энергоблока, для выполнения формирования пожарных зон в разделе П.3.5.4 Приложения 3 [32] не представлена. **(7.3.2-1)**

В разделе П.3.5.4.2 Приложения 3 [32] не указаны критерии, определяющие необходимость включения/исключения помещения энергоблока АЭС из дальнейшего анализа при определении пожарных зон (несоответствие положениям п. 35 РБ-076-12). **(7.3.2-2)**

7.3.3. Определение инициирующих событий, вызванных пожаром, для энергоблока № 2 Билибинской АЭС

Определение исходных событий, вызванных внутриплощадочными пожарами, выполнено Заявителем в рамках ВАБ пожаров в соответствии с требованиями пункта 23 НП-095-15. В разделе П.3.5.5 Приложения 3 к ОУОБ [32] представлены сведения о выполненном анализе. Раздел П.3.5.5.1 Приложения 3 к ОУОБ [32] содержит описание этапов выполнения анализа. В разделе П.3.5.5.2 Приложения 3 ОУОБ [32] приведены критерии и результаты отбора ИС из ВАБ-1, которые могут быть следствием пожара на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС.

В разделе П.3.5.5.3 Приложения 3 ОУОБ [32] приведено группирование исходных событий по пожарным зонам. В таблице П.3.5.5.4 Приложения 3 ОУОБ [32] представлен окончательный список исходных событий, вызванных внутриплощадочными пожарами.

В качестве базового списка ИС для ВАБ пожаров Заявитель использовал список ИС, выявленных в рамках ВАБ для внутренних ИС, что соответствует положениям п. 38 РБ-076-12.

В соответствии с положениями п. 39 РБ-076-12, Заявителем проведен анализ всех ИС, входящих в базовый список на предмет выявления возможности их возникновения вследствие пожара. Отбор внутренних ИС, обусловленных внутриплощадочными пожарами, проводился на основании критериев исключения, приведенных в разделе П.3.5.5.2 Приложения 3 ОУОБ [32]. Результаты отбора приведены в таблицах П.3.5.5.1 – П.3.5.5.3 Приложения 3 к ОУОБ [32].

Таблица П.3.5.5.1 Приложения 3 к ОУОБ [32] содержит группы ИС, непосредственно приводящие к повреждению активной зоны реактора. В соответствии с критерием «А» пожары не приводят к разрушению трубопроводов и сосудов, содержащих жидкости, поэтому все ИС связанные

с разуплотнением ОЦК и других контуров из-за течей и разрывов трубопроводов исключены из рассмотрения.

В таблице П.3.5.5.2 Приложения 3 [32] выполнен анализ для групп ИС с потерей теплоносителя. В таблице П.3.5.5.3 Приложения 3 [32] выполнен анализ для группы ИС типа «Переходный процесс». В таблице П.3.5.5.4 Приложения 3 [32] приведен окончательный список исходных событий, вызванных внутримплощадочными пожарами, сформированный по результатам анализа исходных событий из ВАБ-1 для внутренних исходных событий.

В таблице П.3.5.5.4 Приложения 3 [32] рассмотрены пожарные зоны на всех четырёх энергоблоках, но отобраны только те из них, пожар в которых приводит к инициирующему событию на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС.

Редакционные замечания

В разделе П.3.5.5 Приложения 3 ОУОБ [32] не представлен анализ последствий пожаров в пожарных зонах из-за повреждения кабельных трасс управляющих и силовых кабелей оборудования систем безопасности, что не соответствует положениям п. 43 РБ-076-12. **(7.3.3-1)**

Заявитель не определил отказы элементов систем из-за пожара, которые могут привести к возникновению ИС, не включённых в базовый список, что не соответствует положениям п. 40 РБ-076-12. **(7.3.3-2)**

В разделе П.3.5.5 Приложения 3 [32] не рассмотрены ИС, приводящие к полной потере персоналом контроля управления энергоблоком АС и не обосновано отсутствие возможности возникновения указанных событий, что не соответствует положениям п. 41 РБ-076-12. **(7.3.3-3)**

При выявлении перечня ИС, вызванных пожарами, Заявителем не выявлялись зависимые отказы систем (элементов) и схем управления, обусловленные пожарами, что не соответствует положениям п. 42 РБ-076-12.

(7.3.3-4)

Рекомендация

Заявителю рекомендуется проанализировать влияние внутриплощадочного пожара на энергоблоки № 1, 3, 4 Билибинской АЭС. Эта информация может быть использована при оценке последствий тяжёлого повреждения топлива на нескольких энергоблоках одновременно из-за одного внутреннего пожара.

(7.3.3-5)

7.3.4. Определение частот пожаров в пожарных зонах

В соответствии с требованием п. 23 НП-095-15 в ВАБ-1 для исходных событий, обусловленных внутриплощадочными пожарами, в разделе П.3.5.6 Приложения 3 к ОУОБ [32] выполнены расчёты частоты возникновения пожаров для каждой из рассматриваемых пожарных зон.

В соответствии с положениями п. 48 РБ-076-12, в качестве источника исходной информации для получения обобщенных частот ИС использовалась информация Билибинской АЭС с реакторами ЭГП-6. Объектами для сбора и систематизации информации об иницирующих событиях, использованной для расчёта их частот, являются четыре энергоблока Билибинской АЭС. Для получения оценок параметров применялся метод Байеса с неинформативным априорным распределением.

В разделе П.3.5.6.1 Приложения 3 к ОУОБ [32] приведено краткое описание методов оценки статистических данных. В разделе П.3.5.6.2 Приложения 3 [32] указано, что в пожарных зонах, отобранных для анализа, содержится усредненное количество сгораемых материалов (изоляции) в количестве 106145,55 кг. Заявитель указал, что подсчитанное персоналом АЭС усредненное количество сгораемых материалов пропорционально

суммарной частоте возникновения пожара $3,01\text{E-}03$ 1/год. Частота пожара в пожарной зоне оценивалась Заявителем пропорционально содержащемуся в ней горючему материалу. Оценки частоты возникновения пожара для каждой выявленной пожарной зоны приведены в таблице П.3.5.6.2 Приложения 3 [32]. В таблице П.3.5.Б Приложения 3 [32] приведена информация, которая использовалась для определения частот возгорания от различных источников, находящихся в отдельных помещениях пожарных зон. В данной таблице указано общее количество оборудования, кабелей или значение площади помещения, использованные для определения удельных коэффициентов возгорания в ранее отобранных зданиях.

Редакционное замечание

Заявителем не представлены следующие данные, использованные для определения частот в пожарных зонах:

- значения частот пожаров для отдельного оборудования, определенные на основании обобщенной и специфической информации;
- частоты возникновения пожара от различных источников для каждого помещения пожарной зоны;
- частоты пожаров от пожароопасных работ в каждой конкретной зоне.

Общая частота возникновения пожаров в каждой зоне представляет собой сумму частот, учитывающую конкретный состав пожароопасного оборудования и его количество в зоне. Таким образом, Заявителем не показано, как определялась сумма составляющих вероятностей (частот) от всех источников возгорания (включая вклад от переносимых горючих материалов, сварки, резки), расположенных в пожарной зоне, что не соответствует положениям п. 47 и Приложению № 6 РБ-076-12. **(7.3.4-1)**

7.3.5. Анализ распространения пожаров между пожарными зонами

В соответствии с требованием п. 23 НП-095-15, в ВАБ-1 для исходных событий, обусловленных внутримплощадочными пожарами, в разделе П.3.5.8 Приложения 3 к ОУОБ [32] выполнен анализ распространения пожаров между пожарными зонами. В разделе П.3.5.2.6 Приложения 3 [32] Заявителем указаны критерии распространения пожара, горячих газов и дыма между пожарными зонами, и допущения, которые использовались при разработке сценариев пожара.

В П.3.5.А Приложения 3 к ОУОБ [32] представлены связи между помещениями Билибинской АЭС. В П.3.5.Г Приложения 3 к ОУОБ [32] представлен анализ распространения пожара на БЩУ.

В разделе П.3.5.8 Приложения 3 [32] указано, что перечень пожарных зон формировался из условия непревышения длительности горения при неограниченном притоке кислорода и пожаростойкости противопожарных барьеров на границе пожарной зоны. Для случаев, в которых такого критерия не достигается, предусмотрена система автоматического пенного пожаротушения для локализации пожара.

Тушение пожара в защищаемых помещениях осуществляется путём заполнения их объёма воздушно-механической пеной, получаемой из 6% водного раствора пенообразователя ПО-6НП (ПО-6СП).

Далее в разделе П.3.5.8 Приложения 3 [32] представлено описание системы автоматического пенного пожаротушения, которое включает перечень входящих в неё подсистем, и описание работы системы АППТ.

В Таблице П.3.5.8.3 Приложения 3 [32] приведены результаты оценки надежности систем автоматического пожаротушения. Заявителем указано, что эти результаты применимы к рассматриваемому энергоблоку, так как выполнены для аналогичных систем энергоблока ВВЭР-1000 проекта В-32.

В таблице П.3.5.8.1 Приложения 3 [32] указаны помещения, защищаемые системой АППТ. Согласно разделу П.3.5.1.2 Приложения 3 [32], анализ распространения пожаров учитывается как в отборочном, так и в детальном анализе.

Замечания

В разделе П.3.5.8 Приложения 3 [32] анализ возможности распространения огня и продуктов горения через различные связи между пожарными зонами не представлен. Заявителем не определены пожарные зоны, между которыми может распространяться огонь, горячий газ и дым (несоответствие положениям п. 57 РБ-076-12). **(7.3.5-1)**

В разделе П.3.5.8 Приложения 3 ОУОБ [32] не представлены результаты анализа, которые должны включать набор возможных сценариев пожара:

- перечень рассматриваемых в анализе пожарных зон (которые являются источником пожара при наличии в них горючих веществ) с указанием помещений входящих в пожарные зоны;
- перечень пожарных зон, через которые может распространяться пожар, и сведения о путях его распространения;
- перечень поврежденных систем (элементов), включая кабели, для каждой зоны распространения пожара

(несоответствие положениям п. 63 и главы 8 Приложения 6 к РБ-076-12).

(7.3.5-2)

7.3.6. Отборочный анализ аварийных сценариев пожаров

В таблице П.3.5.9.1 Приложения 3 ОУОБ [32] указано оборудование систем, моделируемых в ВАБ, с указанием для каждой единицы оборудования следующей информации:

- наименование элемента;

- наименование помещения, где расположен элемент;
- наименование помещений, где расположены системы и блоки управления элемента;
- наименование помещений, через которые проходят силовые кабели оборудования;
- наименование помещений, через которые проходят контрольные кабели элемента.

В таблице П.3.5.9.2 Приложения 3 к ОУОБ [32] для пожарных зон определены исходные события, вызываемые пожаром в каждой пожарной зоне и их идентификаторы. Для каждой пожарной зоны указана частота возгорания.

Редакционные замечания

В разделе П.3.5.9 Приложения 3 [32] отборочный анализ аварийных сценариев не представлен (несоответствие положениям пп. 67-78 РБ-076-12).

(7.3.6-1)

В разделе П.3.5.9 Приложения 3 [32] не приведены результаты отборочного анализа следующих сценариев пожаров:

- сценарии с повреждением топлива, исключенные в соответствии с назначенными критериями отбора. При использовании нескольких отборочных критериев должны быть составлены списки пожарных сценариев, исключённых из дальнейшего анализа в соответствии с каждым из принятых в анализе критериев исключения;
- сценарии, включаемые в общую оценку вероятности пожара;
- сценарии, отобранные для детального анализа,

что является несоответствием положениям п. 79 РБ-076-12.

(7.3.6-2)

Рекомендации

Заявителю рекомендуется выполнить отборочный анализ аварийных сценариев пожаров в соответствии с положениями пп. 67-78 РБ-076-12
(7.3.6-3)

При выполнении отборочного анализа в сценарий пожара рекомендуется включать, как минимум, следующую информацию:

- идентификатор пожарной зоны, в которой может быть инициирован пожар;
 - набор помещений, входящих в пожарную зону;
 - оборудование, важное для безопасности, входящее в помещения зоны, в том числе питающие и управляющие кабели;
 - последствия возгораний в любом из помещений пожарной зоны, приводящие либо к отказам СВБ, либо к ИС.
- (7.3.6-4)**

7.3.7. Детальный анализ аварийных сценариев пожаров

В П.3.5 Приложения 3 к ОУОБ [32] представлен вероятностный анализ безопасности первого уровня для инициирующих событий, обусловленных внутриплощадочными пожарами (далее – ВАБ пожаров) при режиме работы энергоблока на мощности. Выполнение и представление ВАБ пожаров в составе материалов, обосновывающих безопасность энергоблока № 2 Билибинской АЭС, соответствует требованиям п. 23 НП-095-15.

В разделе П.3.5.2 Приложения 3 [32] приведены подходы и описаны методы, принятые при разработке ВАБ пожаров. При разработке ВАБ пожаров, в соответствии с положениями п. 64 РБ-076-12, Заявитель определяет два этапа:

- этап отборочного анализа;
- этап детального анализа.

По информации, представленной в разделе П.3.5.2.7 Приложения 3 [32], детальный анализ аварийных сценариев пожаров выполнен в отношении аварийных сценариев пожаров, не исключённых на этапе отборочного анализа аварийных сценариев, с целью снижения для них консервативных оценок вероятности тяжёлых аварий, что соответствует рекомендациям пп. 66, 80 и 81 РБ-076-12.

В разделе П.3.5.9 Приложения 3 [32] представлен детальный анализ аварийных сценариев пожаров для 22 пожарных зон, который выполнен в соответствии с рекомендациями раздела IX РБ-076-12.

Редакционные замечания

В разделе П.3.5.9 Приложения 3 [32] представлен детальный анализ аварийных сценариев пожаров только для 22 пожарных зон. Однако в результирующем перечне пожарных зон, приведенном в таблице П.3.5.4.2 Приложения 3 [32], указана 71 пожарная зона, выделенная для анализа. Без обоснования не выполнен отборочный и детальный анализ для таких помещений, как, например, помещение трансформатора 2ГТ, помещение датчиков КИП энергоблока № 2 Билибинской АЭС, помещение насосных агрегатов ЦНА-1524, помещение здания ДГ и т.д. **(7.3.7-1)**

В разделе П.3.5.9 Приложения 3 [32] не выполнен анализ схем управления с целью исключения из рассмотрения тех схем, повреждение которых при пожаре не приводит к ложному срабатыванию систем, что не соответствует положениям п. 89 РБ-076-12. **(7.3.7-2)**

7.3.8. Анализ, интерпретация и представление результатов ВАБ пожаров

ВАБ внутриплощадочных пожаров энергоблока № 2 Билибинской АЭС, представленный в документе П.3.5 Приложения 3 [32], разработан на базе вероятностного анализа безопасности первого уровня для внутренних исходных событий при работе энергоблока на мощности и является

составной частью полномасштабного ВАБ-1, разрабатываемого для всех категорий иницирующих событий, включая внутренние ИС, внутриплощадочные ИС и внешние ИС природного и техногенного происхождения. Заявителем выполнена оценка вклада внутренних пожаров в частоту повреждения активной зоны.

В соответствии с положениями раздела V РБ-076-12, в процессе выполнения ВАБ для внутриплощадочных пожаров при работе энергоблока на мощности в помещениях Билибинской АЭС были определены пожарные зоны, пожар в которых может оказать влияние на безопасность АЭС и привести к тяжёлой аварии.

При выполнении вероятностного анализа безопасности пожаров была учтена работа автоматической системы пожаротушения, действия персонала по ликвидации пожара и возможность распространения пожара на другие энергоблоки, что будет использовано при проведении вероятностного анализа безопасности уровня 2.

В разделе П.3.5.10 Приложения 3 [32] приведено значение частоты повреждения активной зоны для энергоблока № 2 Билибинской АЭС при ИС, обусловленных внутриплощадочными пожарами при работе энергоблока на мощности, равное $5,51 \cdot 10^{-7}$ на реактор в год.

Для пожара на БЩУ был выполнен специальный теплофизический анализ, что позволило точно оценить последствия пожара в этом потенциально опасном месте. Основной вклад в суммарную вероятность повреждения активной зоны вносят крупномасштабные пожары в машинном отделении энергоблоков № 1, 2, распространяющиеся на несколько отметок (91% вклад пожарной зоны М-03-01 с вероятностью ПАЗ $5,01\text{E-}07$ в год). Также значимым являются пожары в кабельном полуэтаже РУСН-0,4 кВ и РУСН-0,4 кВ энергоблока № 2 (5% вклад пожарной зоны Д-05-01 с вероятностью ПАЗ $2,80\text{E-}08$ в год) и пожары в БЩУ (4% вклад пожарной

зоны Д-07-04 с вероятностью ПАЗ $2,14\text{E-}08$ в год). Детальный теплофизический анализ сценария пожара, возникающего на БЩУ, позволил адекватно оценить его значимость. Остальные пожарные зоны вносят менее 1%. Надёжность системы автоматического пенного пожаротушения является определяющим фактором пожарной безопасности энергоблока, поддержание её надёжности на уровне, принятом в ВАБ ($5,62\text{E-}03$), является необходимым условием для сохранения оцененного уровня пожарной безопасности энергоблока.

В таблице П.3.5.10.2 Приложения 3 [32] представлен перечень наиболее значимых независимых отказов оборудования при внутриплощадочных пожарах. Выполненные расчёты показали, что наиболее существенный вклад вносит механическая часть аварийной защиты активной зоны реактора.

В таблице П.3.5.10.3 Приложения 3 [32] представлен анализ чувствительности к наиболее значимым пожарным сценариям, который показал, что результаты ВАБ пожаров чувствительны к отсутствию системы пожаротушения в машзале. Таким образом, установка надёжной системы пожаротушения в машзале приведет к существенному повышению пожарной безопасности энергоблока.

В таблице П.3.5.10.4 Приложения 3 [32] приведены результаты анализа параметрической неопределённости для оцененного значения ЧПЗ для внутренних пожаров. Кроме анализа параметрической неопределённости в разделе П.3.5.10.3.2 Приложения 3 [32] приведены результаты анализа неопределённости, связанной с неполнотой модели ВАБ и с допущениями и ограничениями моделирования.

Все анализы значимости, неопределённости и чувствительности в разделе П.3.5.10 Приложения 3 [32] выполнены, в основном, в соответствии с положениями РБ-024-11.

Замечание

В ВАБ пожаров энергоблока № 2 Билибинской АЭС, представленном в П.3.5 Приложения 3 к ОУОБ [32], не оценена частота повреждения топлива в стояночных режимах для всех источников повреждения ЯТ (несоответствие требованиям п. 23 НП-095-15). **(7.3.8-1)**

Редакционные замечания

В ВАБ пожаров при работе энергоблока на мощности, представленном в П.3.5 Приложения 3 к ОУОБ [32], не приведена информация об оценке суммарного по всем сценариям пожаров значения частоты повреждения топлива в БВ. В разделе П.3.5.10 Приложения 3 [32] результаты данной оценки также не приведены. **(7.3.8-2)**

Приведенное в разделе П.3.5.10.3.1 Приложения 3 [32] утверждение: «...из полученных результатов параметрической неопределённости можно сделать о том, что степень неопределённости результатов оценки общего значения ЧПЗ не превышает 3, что позволяет использовать точечную оценку и среднее значение оцененной ЧПЗ для оценки уровня безопасности энергоблока и принятия решений с учётом информации о риске...», некорректно и не имеет смысла. **(7.3.8-3)**

7.4. ВАБ первого уровня при внутренних затоплениях при работе энергоблока на мощности на период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока

7.4.1. Определение зон затопления для энергоблока № 2 Билибинской АЭС

Определение зон затопления выполнено в рамках ВАБ затоплений в соответствии с требованиями пункта 24 НП-095-15. В разделе П.3.6.4 Приложения 3 к ОУОБ [32] представлены сведения о выполненном анализе.

Методология определения зон затопления изложена в разделе П.3.6.2.2 Приложения 3 ОУОБ [32].

В соответствии с положениями п. 108 РБ-076-12, при формировании зон затоплений рассмотрены помещения главного корпуса Билибинской АЭС для всех четырёх энергоблоков (таблица П.3.6.4.1 Приложения 3 [32]).

В соответствии с положениями п. 109 РБ-076-12, под зоной затопления понималось помещение или несколько помещений АС, не имеющих барьеров для взаимопроникновения затопления за счёт различных видов связей и отделенных от других помещений АС наличием таких барьеров. Зоны затопления определяются, исходя из наличия физических границ помещений и связей между помещениями (проёмы, открытые двери и прочее).

На основании информации о связях между помещениями, составленными персоналом Билибинской АЭС (которые приведены в Приложении П.3.6.А [32]), последовательно проанализованы все помещения энергоблока с целью установления соответствия/несоответствия принадлежности помещения к зоне затопления, что соответствует положениям п. 110 РБ-076-12.

В соответствии с положениями п. 113 РБ-076-12, была произведена кодировка выявленных зон затопления. Кодировка зон затоплений осуществлялась в зависимости от принадлежности помещений к зданию энергоблока АС, включённых в зону, а также в зависимости от высотной отметки расположения.

В соответствии с положениями п. 109 РБ-076-12, процедура определения зоны затопления состояла из нескольких шагов, выполняемых поэтапно с элементами итерации. Данные шаги указаны в разделе П.3.6.4.2 Приложения 3 [32]. В таблице П.3.6.4.2 Приложения 3 [32] приведен перечень зон затопления с входящими в них помещениями и соответствующими связями.

При определении возможности распространения затопления учитывался максимальный объём жидкости в помещении, площадь помещения и высота барьера (порога). Возможность обнаружения и изоляции течи не учитывалась.

В соответствии с положениями пп. 111, 112 РБ-076-12, для определения возможности формирования зон затоплений из помещений энергоблока Заявителем разработаны следующие критерии исключения:

- критерий КИ1 – помещение не содержит источники затопления и оборудования, учитываемого в ВАБ;
- критерий КИ2 – помещение содержит источники затопления, но не содержит оборудования, учитываемого в ВАБ, и не имеет связей, способствующих распространению затопления, с другими помещениями, содержащими оборудование, учитываемое в ВАБ-1.
- критерий КИ3 – помещение содержит оборудование ВАБ-1, но не имеет источников затопления и не имеет связей, способствующих распространению затопления, с другими помещениями, содержащими источники затопления.

Использование указанных выше критериев исключения позволяет ограничить объём рассмотрения зон затопления за счёт исключения помещений, не влияющих на безопасность энергоблока при попадании воды в это помещение. Окончательный перечень зон затопления представлен в таблице П.3.6.4.2 Приложения 3 [32].

По результатам экспертизы замечаний нет.

7.4.2. Определение иницирующих событий, вызванных затоплением для энергоблока № 2 Билибинской АЭС

Определение исходных событий, вызванных внутримплощадочными затоплениями, выполнено Заявителем в рамках ВАБ затоплений в

соответствии с требованиями пункта 24 НП-095-15. В разделе П.3.6.5 Приложения 3 к ОУОБ [32] представлены сведения о выполненном анализе. Раздел П.3.6.5.1 Приложения 3 к ОУОБ [32] содержит описание этапов выполнения анализа. В разделе П.3.6.5.2 Приложения 3 к ОУОБ [32] приведены критерии и результаты отбора ИС из ВАБ-1, которые могут быть следствием затопления на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС.

Методология определения исходных событий, вызванных затоплениями, изложена в разделе П.3.6.2.3 Приложения 3 [32]. В разделе П.3.6.5.3 Приложения 3 [32] выполнено группирование исходных событий по зонам затоплений.

В соответствии с положениями п. 114 РБ-076-12, в таблице П.3.5.6.4 Приложения 3 [32] сформирован полный список ИС, которые могут быть вызваны внутриплощадочными затоплениями. В качестве базового списка ИС для ВАБ затоплений, Заявитель использовал список ИС, выявленных в рамках ВАБ-1 для внутренних исходных событий, что соответствует положениям п. 115 РБ-076-12.

В соответствии с положениями п. 116 РБ-076-12, Заявителем проведен анализ всех ИС, входящих в базовый список на предмет выявления возможности их возникновения вследствие затопления. Отбор внутренних ИС, обусловленных внутриплощадочными затоплениями, проводился на основании критериев исключения, указанных в разделе П.3.6.5.2 Приложения 3 [32]. Результаты отбора приведены в таблицах П.3.6.5.1 – П.3.6.5.3 Приложения 3 [32].

Таблица П.3.6.5.1 Приложения 3 [32] содержит группы ИС, непосредственно приводящие к повреждению активной зоны реактора. В соответствии с критерием «А», затопление не приводит к разрушению трубопроводов и сосудов, содержащих жидкости.

Те ИС, которые вызваны разуплотнением ОЦК и других контуров из-за течей и разрывов трубопроводов, учтены в ВАБ для внутренних ИС, и поэтому не рассматриваются в ВАБ затоплений.

В таблице П.3.6.5.2 Приложения 3 [32] выполнен анализ для групп ИС с потерей теплоносителя. В таблице П.3.6.5.3 Приложения 3 [32] выполнен анализ для группы ИС типа «Переходный процесс».

В таблице П.3.5.6.4 Приложения 3 [32] приведен окончательный список исходных событий, вызванных внутримплощадочными затоплениями, сформированный по результатам анализа исходных событий из ВАБ-1 для внутренних исходных событий.

В разделе П.3.6.3.3 Приложения 3 [32] рассмотрены зоны затоплений на всех четырёх энергоблоках Билибинской АЭС с целью определения зон, затопление в которых может приводить к исходному событию или повреждению оборудования, важного для безопасности.

В таблице П.3.6.5.5 Приложения 3 ОУОБ [32] представлен анализ по выявлению зон, затопление в которых приводит к исходному событию на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС.

В таблице П.3.6.5.6 Приложения 3 [32] приведены зоны затопления с указанием ИС, выбранного для моделирования и с указанием отказов оборудования из-за затопления.

При формировании таблиц П.3.6.5.5 и П.3.6.5.6 Приложения 3 [32] Заявитель использовал информацию о расположении оборудования, его шкафов и панелей управления и питания, а также трассировки кабелей, представленной в П.3.6.Б Приложения 3 ОУОБ [32].

В последнем столбце таблицы П.3.6.5.5 Приложения 3 [32] и в третьем столбце таблицы П.3.6.5.6 Приложения 3 [32] приведена информация о влиянии затопления на другие энергоблоки Билибинской АЭС. Эта

информация может быть использована при оценке последствий тяжёлого повреждения топлива на нескольких энергоблоках одновременно из-за одного внутреннего затопления.

По результатам экспертизы замечаний нет.

7.4.3. Определение частот затоплений в зонах затопления

В разделе П.3.6.6 Приложения 3 к ОУОБ [32], в соответствии с рекомендациями п. 128 РБ-076-12, представлена информация о частоте возникновения затоплений в каждой выявленной зоне затопления для каждого из отдельных зданий.

В зонах затопления, отобранных для анализа, содержатся трубопроводы и сосуды, длина и, соответственно, объём которых подсчитаны персоналом Билибинской АЭС и приведены в таблице П.3.6.В Приложения 3 [32].

В соответствии с рекомендациями п. 129 РБ-076-12, для оценки частоты возникновения затоплений в зонах затоплений был использован комбинированный зонально-компонентный подход, который основывается на оценке частоты затопления, с использованием статистических данных о числе затоплений для каждого типа компонента зоны затопления, рассматриваемого как потенциальный источник затопления.

В соответствии с рекомендациями п. 130 РБ-076-12, частота затоплений определялась Заявителем как количество затоплений, приведенных к году, и распределена между зонами затопления согласно сформулированным критериям. Частоты затоплений для зон затопления определялись как сумма составляющих частот от всех источников затопления, расположенных в зоне затопления, что соответствует рекомендации п. 131 РБ-076-12.

В соответствии с рекомендациями п. 132 РБ-076-12, частоты затоплений оценивались на основе статистических данных о затоплениях на исследуемом

энергоблоке и аналогичных энергоблоках Билибинской АЭС с использованием методов байесовского оценивания.

Редакционное замечание

В разделе П.3.6.6 Приложения 3 к ОУОБ [32] не проанализированы следующие возможные источники затопления:

- арматура систем на границе «среда-воздух», ложное открытие которой, в том числе из-за ошибок оператора, приводит к выходу жидкости в помещения АЭС;
- ремонтные работы, потенциально приводящие к повреждению оборудования, трубопроводов и сосудов, заполненных жидкостями.

(7.4.3-1)

Рекомендация

Заявителю рекомендуется привести критерии оценки интенсивностей затопления по уровню, запариванию и разбрызгиванию соответственно, для затоплений, вызываемых разрушением сосудов и трубопроводов. **(7.4.3-2)**

7.4.4. Отборочный анализ аварийных сценариев затоплений

В разделе П.3.6.8 Приложения 3 к ОУОБ [32] представлен отборочный анализ аварийных сценариев затоплений, целью которого является сокращение объёма детальных анализов путём консервативной оценки вероятности повреждения топлива из-за отказов оборудования и/или ошибок оператора, вызванных поражающими факторами затопления (соответствие положениям п. 151 РБ-076-12).

В соответствии с положениями п. 154 РБ-076-12, зоны затопления исключаются из детального анализа, если вероятность повреждения топлива в каждой зоне составляет заранее определенную, незначительную долю от общей частоты повреждения топлива.

Анализ распространения затоплений был выполнен Заявителем как часть отборочного анализа. При этом учитывались все пути распространения из-за нарушения целостности барьеров. Перед выполнением отборочного анализа затоплений выполнена группировка зон затопления с целью унификации подходов к выполнению анализов для зон затоплений, имеющих сходные характеристики в части вызываемых затоплением ИС и отказавшего из-за затопления оборудования. Результаты группировки зон затоплений приведены в таблице П.3.6.8.1 Приложения 3 [32].

Для каждого сценария затопления в разделе П.3.6.8 Приложения 3 [32] определены возможные ИС, вызванные данными затоплениями, что соответствует положениям п. 156 РБ-076-12.

В соответствии с положениями п. 159 РБ-076-12, при определении условной вероятности повреждения активной зоны при затоплении в зоне для конкретного сценария используется дерево событий из модели ВАБ уровня 1 для внутренних ИС наиболее отражающее специфику данного конкретного сценария с наложением отказов оборудования, вызванного затоплением в данной зоне. При определении используемого дерева событий и отказов оборудования учитываются отказы оборудования из-за распространения затопления за пределы данной зоны. При необходимости дерево событий модифицируется с целью учета всех особенностей эффектов затопления.

Если имеется возможность возникновения нескольких ИС из-за затопления в зоне, для моделирования выбирается один или несколько определяющих сценариев, отражающих наиболее тяжёлое развитие аварии, вызванной затоплением. Это связано в первую очередь с необходимостью избежать недооценки риска, но в большой мере также с тем, что условные вероятности возникновения того или иного сценария определить крайне трудно. В тех случаях, когда один сценарий не позволяет полностью отразить все возможные последствия затопления, условная вероятность возникновения

каждого из возможных сценариев определялась, экспертным путем, с назначением более высокой вероятности возникновения сценариям, с наиболее тяжелыми предполагаемыми последствиями. Если последствия каждого из сценариев аналогичны по тяжести – условная вероятность равномерно распределялась между сценариями.

Редакционные замечания

В разделе П.3.6.8 Приложения 3 [32] не сформулированы конкретные критерии отбора сценариев затоплений для детального анализа, что не соответствуют положениям п. 161 РБ-076-12. **(7.4.4-1)**

В разделе П.3.6.8 Приложения 3 [32] не приведены перечни сценариев, исключенных в соответствии с назначенными критериями отбора и отобранных для детального анализа, что не соответствуют положениям п. 162 РБ-076-12. **(7.4.4-2)**

В разделе П.3.6.8.1 Приложения 3 [32] приведена ошибочная ссылка на РБ-024-11 (номер 3 в списке литературы) вместо РБ-076-12 (номер 4 в списке литературы). **(7.4.4-3)**

7.4.5. Детальный анализ аварийных сценариев затоплений

В разделе П.3.6.9 Приложения 3 к ОУОБ [32] представлен детальный анализ аварийных сценариев затоплений, целью которого является переоценка вероятности повреждения топлива путём снижения уровня консерватизма, заложенного при выполнении отборочных анализов. Для снижения консерватизма, содержащегося в сценариях затоплений, отобранных для детального анализа, Заявитель учитывал возможность обнаружения затоплений и их изоляции (соответствие положениям п. 163 РБ-076-12).

Анализ обнаружения и прекращения затопления выполнялся Заявителем с помощью дерева развития затопления. Для рассмотренных зон затоплений,

выбранных для детального анализа, разработаны деревья развития затопления с учётом особенностей конкретных зон затоплений. Общий вид ДРЗ, с помощью которого выполнялся детальный анализ аварийных сценариев зон затоплений, представлен на рисунке П.3.6.9.1 Приложения 3 [32]. Описание аварийных последовательностей и характеристики конечных состояний затоплений в ДРЗ представлены в таблице П.3.6.9.1 Приложения 3 ОУОБ [32]

Согласно таблице П.3.6.8.11 Приложения 3 [32], для затопления в зоне М-01-01 частота повреждения активной зоны энергоблока № 2 Билибинской АЭС значительно выше, чем для других зон затопления и составляет более 10% от частоты повреждения зоны для внутренних ИС ($2,04 \times 10^{-6}$ 1/год). Эта оценка получена в результате отборочного анализа с использованием консервативных допущений, поэтому эта зона была отобрана для проведения детального анализа.

В разделе П.3.6.9.2.1 Приложения 3 [32] приведен детальный анализ затопления для зоны М-01-01. В таблице П.3.6.9.2 Приложения 3 [32] приведена подробная информация об источниках затоплений в помещениях зоны затопления М-01-01, о связях с другими помещениями энергоблока, о возможности обнаружения и изоляции затопления, а также сделан вывод о необходимости проведения детального анализа для рассматриваемых помещений зоны. По результатам проведенного анализа, для детального анализа выбраны помещения зоны Д-520 и М-401.

Детальный анализ затопления в помещении Д-520 приведен в разделе П.3.6.9.2.1 Приложения 3 [32]. По результатам анализа затопления в помещении Д-520 разработаны четыре сценария. Оценка частоты повреждения активной зоны для каждого из сценариев приведена в таблице П.3.6.9.4 Приложения 3 ОУОБ [32].

Детальный анализ затопления в помещении М-401 приведен в разделе П.3.6.9.2.2 Приложения 3 [32]. Для затопления в помещении М-401 Заявителем разработаны три сценария. Оценки частот повреждения активной зоны для каждого из рассмотренных сценариев приведены в таблице П.3.6.9.6 Приложения 3 [32]. Один из сформированных сценариев не моделировался из-за отсутствия вклада в частоту повреждения активной зоны.

Согласно результатам анализа, общая ЧПЗ для внутренних затоплений составила $1.53E-07$ 1/год [32].

В соответствии с положениями п. 165 РБ-076-12, в разделе П.3.6.6 Приложения 3 [32] снижение уровня консерватизма сценариев проводилось путём решения следующих задач:

- в ДРЗ включены функции, подтверждающие наличие закрытых, герметичных дверей, предотвращающих распространение затопления до момента изоляции течи, а также скорость развития затопления в помещении (зависящая от площади помещения, диаметра трубопровода, давления в системе и т.п.).
- из ДРЗ исключена система автоматического обнаружения и изоляции течи, так как по данным приложения П.3.6.В [32] такая возможность отсутствует на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС.

Таким образом, выполнение детального анализа аварийных сценариев зон затопления заключалось в последовательном выполнении Заявителем следующих задач [32]:

- выполнение повторного анализа связей между помещениями для тех сценариев, которые прошли отборочный анализ (соответствие положениям п. 166 РБ-076-12);
- определение потенциальных источников затопления и критичных путей распространения (пути распространения затопления, которые приводят к

повреждению систем (элементов), обуславливающих повреждение ядерного топлива), выявленных по результатам отборочного анализа (соответствие положениям п. 167 РБ-076-12);

- оценка вероятности распространения затопления в критические помещения и между критическими помещениями (соответствие положениям п. 167 РБ-076-12);
- оценка условной вероятности повреждения активной зоны для каждого сценария затопления.
- оценка частоты повреждения активной зоны из-за затоплений.

По результатам экспертизы замечаний нет.

7.4.6. Анализ, интерпретация и представление результатов ВАБ затоплений

В документе П.3.6 Приложения 3 [32] представлен вероятностный анализ безопасности первого уровня для иницирующих событий, обусловленных внутриплощадочными затоплениями при режиме работы энергоблока на мощности. Выполнение и представление ВАБ затоплений в составе материалов, обосновывающих безопасность энергоблока № 2 Билибинской АЭС, соответствует требованиям п. 24 НП-095-15.

ВАБ внутриплощадочных затоплений энергоблока № 2 Билибинской АЭС, представленный в П.3.6 Приложения 3 [32], разработан на базе вероятностного анализа безопасности первого уровня для внутренних исходных событий при работе блока на мощности является составной частью полномасштабного ВАБ-1, разрабатываемого для всех категорий иницирующих событий, включая внутренние ИС, внутриплощадочные ИС и внешние ИС природного и техногенного происхождения. Заявителем выполнена оценка вклада внутренних затоплений в частоту повреждения активной зоны.

В рамках ВАБ затоплений при работе энергоблока на мощности, представленном в П.3.6 Приложения 3 [32], выполнены следующие задачи: сбор данных; определение зон затоплений; определение частот затоплений в отобранных зонах; определение ИС, вызванных затоплением; отборочный и детальный анализ аварийных сценариев затоплений, что соответствует положениям п. 93 РБ-076-12.

В разделе П.3.6.10 Приложения 3 [32] приведено значение частоты повреждения активной зоны для энергоблока № 2 Билибинской АЭС при ИС, обусловленных внутривыпускными затоплениями при работе энергоблока на мощности, равное $1,53 \cdot 10^{-7}$ на реактор в год.

В таблице П.3.6.10.1 Приложения 3 [32] представлены результаты оценки частоты повреждения активной зоны энергоблока № 2 Билибинской АЭС из-за внутривыпускных затоплений на мощности. В этой же таблице приведена информация о вкладе каждого сценария в частоту повреждения активной зоны (в процентах), характеристиках неопределённости для каждого сценария и условной вероятности повреждения активной зоны

В таблице П.3.6.10.2 Приложения 3 [32] представлен перечень наиболее значимых независимых отказов оборудования при внутривыпускных затоплениях. Выполненные Заявителем расчёты показали, что наиболее существенный вклад вносят отказы по общей причине ГПК на открытие и отказ механической части аварийной защиты активной зоны реактора.

Кроме анализа параметрической неопределённости в разделе П.3.6.10.3 Приложения 3 [32] приведены результаты анализа неопределённости, связанной с неполнотой модели ВАБ и связанной с допущениями и ограничениями моделирования.

Анализ чувствительности результатов ВАБ затоплений выполнялся по отношению к ряду допущений и ограничений анализа, как потенциально снижающих, так и потенциально повышающих оценки ЧПЗ затоплений.

Результаты анализа приведены в Таблицах П.3.6.10.3 и П.3.6.10.4 Приложения 3 [32].

Все анализы значимости, неопределённости и чувствительности в разделе П.3.6.10 Приложения 3 [32] выполнены, в основном, в соответствии с положениями РБ-024-11.

Замечание

В ВАБ затоплений энергоблока № 2 Билибинской АЭС, представленном в документе П.3.6 Приложения 3 [32], не оценена частота повреждения топлива в стояночных режимах для всех источников повреждения ЯТ (несоответствие требованиям п. 24 НП-095-15). **(7.4.6-1)**

Редакционные замечания

В ВАБ затоплений при работе энергоблока на мощности, представленном в документе П.3.6 Приложения 3 [32], не приведена информация об оценке суммарного по всем сценариям затоплений значения частоты повреждения топлива для бассейна выдержки. В разделе П.3.6.10 Приложения 3 [32] результаты данной оценки также не приведены. **(7.4.6-2)**

В разделе П.3.6.10.3 Приложения 3 [32] указано, что результаты анализа чувствительности результатов ВАБ затоплений, который выполнялся по отношению к ряду допущений и ограничений анализа, приведены в таблицах. Однако указана только одна таблица с номером П.3.6.10.3. **(7.4.6-3)**

7.5. ВАБ первого уровня для внешних воздействий (исключая сейсмические) на период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока

7.5.1. Исходных данные, использованные для анализа внешних воздействий

В соответствии с положениями п. 14 РБ-021-14, в разделе П.3.7.2 Приложения 3 [32] представлена следующая информация по исходным данным, использованным для анализа внешних воздействий:

- метеорологические данные в районе размещения площадки АС, а также другие данные о внешних воздействиях природного и техногенного характера, имевших место в районе размещения площадки АС за максимально возможный период наблюдений (разделы П.3.7.2.4 – П.3.7.2.6 Приложения 3 [32]);
- данные об инфраструктуре в районе размещения площадки АС, включая автомобильные, железнодорожные, речные и морские сообщения, а также сведения об опасных грузах, перевозимых по ним (раздел П.3.7.2.7 Приложения 3 [32]);
- данные о маршрутах и частоте полётов самолётов гражданской и военной авиации в районе размещения площадки АС, включая сведения о летательных аппаратах и размерах зоны ограничения полётов вблизи площадки АС (раздел П.3.7.2.7.1 Приложения 3 [32]);
- данные об объектах в районе размещения площадки АС, содержащие взрывоопасные и токсичные вещества, включая сведения о них (разделы П.3.7.2.7.7, П.3.7.2.7.8 Приложения 3 [32]);
- данные об объектах, повреждение которых может привести к возникновению внешних воздействий на энергоблок АС (раздел П.3.7.2.5.2 Приложения 3 [32]);

- данные о зданиях и сооружениях энергоблока АС, повреждение которых при внешних воздействиях может вызывать возникновение исходных событий (раздел П.3.7.2.8.1 Приложения 3 [32]).

При выполнении ВАБ внешних воздействий на энергоблоки Билибинской АЭС Заявителем использовались материалы, перечисленные в п. 15 РБ-021-14.

Редакционное замечание

В разделе П.3.7 Приложения 3 [32] не представлена информация, полученная на основании обхода помещений зданий, сооружений, площадки АС и района размещения объектов вблизи площадки АС. По результатам обхода могут быть выявлены специфические внешние воздействия, неучтенные ранее (несоответствие положениям п. 16 РБ-021-14). **(7.5.1-1)**

7.5.2. Отбор внешних воздействий при формировании перечня внешних воздействий

В соответствии с требованиями пп. 12, 25 НП-095-15, в разделе П.3.7.3 Приложения 3 к ОУОБ [32] сформирован перечень внешних воздействий, на основании которого выполнялся отбор исходных событий для учёта в ВАБ уровня 1 с целью определения вероятности тяжёлых аварий, обусловленных внешними воздействиями.

В соответствии с положениями п. 18 РБ-024-11, окончательный перечень внешних воздействий сформирован в разделе П.3.7.3.9 Приложения 3 [32] на основании предварительного перечня внешних воздействий. В соответствии с положениями п. 19 РБ-024-11, предварительный перечень внешних воздействий сформирован с учётом:

- примерного перечня внешних воздействий, приведенного в Приложении № 5 к РБ-021-14 (раздел П.3.7.3.3 Приложения 3 [32]);

- номенклатуры процессов, явлений и факторов природного и техногенного происхождения НП-064-17 (раздел П.3.7.3.4 Приложения 3 [32]);
- перечней внешних воздействий из ВАБ внешних воздействий для российских и зарубежных АЭС (раздел П.3.7.3.5 Приложения 3 [32]);
- перечня потенциальных внешних воздействий, специфического для территории, прилегающей к площадке Билибинской АЭС (раздел П.3.7.3.6 Приложения 3 [32]);
- перечня потенциальных сочетаний внешних воздействий (раздел П.3.7.3.7 Приложения 3 [32]);
- перечня внешних воздействий, являющихся следствием других внешних воздействий (раздел П.3.7.3.8 Приложения 3 [32]).

В соответствии с положениями п. 20 РБ-021-14, формирование предварительного перечня внешних воздействий выполнено в разделе П.3.7.3 Приложения 3 [32] без учёта объединения внешних воздействий в категории.

В соответствии с положениями п. 21 РБ-021-14, для формирования окончательного перечня внешних воздействий разработаны качественные критерии исключения. Качественные критерии исключения приведены в таблице П.3.7.13 Приложения 3 [32]. Указанные критерии соответствуют критериям, приведенным в Приложении № 6 к РБ-021-14.

В соответствии с положениями п. 22 РБ-021-14, формирование окончательного перечня внешних воздействий выполнено на основании последовательного применения сначала качественных, и затем количественных критериев исключения аварийных сценариев внешних воздействий.

В разделе П.3.7.3 Приложения 3 [32] проанализировано 51 внешнее воздействие. В соответствии с положениями п. 24 РБ-021-14, в разделе

П.3.7.3 Приложения 3 [32] для каждого исключённого внешнего воздействия указаны все критерии (если их несколько) исключения, на основании которых данное воздействие может быть исключено.

В соответствии с положениями п. 26 РБ-021-14, Заявителем разработана матрица потенциальных сочетаний внешних воздействий и список внешних воздействий, которые могут являться следствием других внешних воздействий.

Результаты анализа потенциальных сочетаний внешних воздействий приведены в разделе П.3.7.3.7 Приложения 3 [32]. Матрица сочетаний внешних воздействий (рисунок П.3.7.28 Приложения 3 [32]) включает 26 сочетаний внешних воздействий, каждое из которых проанализировано в разделе П.3.7.3.7 Приложения 3 [32].

В таблице П.3.7.20 Приложения 3 [32] (раздел П.3.7.3.8 [32]) приведены результаты выполнения анализа внешних воздействий на основании примерного перечня РБ-021-14 и их сочетаний.

Результаты решения задачи по формированию перечня внешних воздействий, представленные в разделе П.3.7.3 Приложения 3 [32], соответствуют положениям п. 27 РБ-021-14.

Окончательный перечень внешних воздействий приведен в таблице П.3.7.15 Приложения 3 [32].

Рекомендация

В разделе П.3.7.3.3.1 Приложения 3 к ОУОБ [32] указано, что анализ воздушной обстановки и оценка частоты падения воздушных судов или их обломков выполнена на основании данных до 1991 года. Обоснование безопасности Билибинской АЭС на основании результатов анализа, основанных на неактуальных данных, является некорректным. Для оценки данного события Заявитель использует результаты оценки аналогичного

события для Нововоронежской АЭС, воздушное пространство в районе которой характеризуется высокой интенсивностью полётов как гражданских, так и военных воздушных судов, частота падения воздушного судна или его обломков по порядку величины равно $1\text{E-}07$ 1/год. Однако отчёт, на который ссылается Заявитель, выпущен в 2013 году. Период наблюдения, который использовался для оценки частоты падения воздушных судов или их обломков в районе Нововоронежской АЭС, Заявителем не указан. В связи с чем, исключение данного события Заявителем не обоснованно. В связи с этим Заявителю рекомендуется оценить вероятность данного события на основании данных о современном состоянии воздушной обстановки в районе Билибинской АЭС или привести данные, необходимые для обоснования исключения данного события .

(7.5.2-1)

7.5.3. Определение частот внешних воздействий

В соответствии с рекомендациями раздела V РБ-021-14, в рамках указанной задачи ВАБ выполнялось определение вероятности (частоты) возникновения внешних воздействий практически для каждого из отобранных для рассмотрения внешних воздействий. Для оценки частот ИС, возникающих в результате внешних воздействий, определялись зависимости вероятности (частоты) возникновения внешнего воздействия и вероятности отказа системы (элемента), из-за которого возникает ИС, от величины его интенсивности.

Оценки частот внешних воздействий выполнены Заявителем на основании статистической обработки представительного ряда метеорологических данных в районе площадки Билибинской АЭС, включающих данные наблюдений за последние годы.

В разделе П.3.7.2 Приложения 3 к ОУОБ [32] представлены детальные сведения об исходных данных, использованных для определения вероятностей (частот) внешних воздействий, включая:

- метеорологические данные в районе площадки Билибинской АЭС в объеме, достаточном для обоснования оценок частот внешних воздействий;
- данные о внешних воздействиях, имевших место в районе размещения площадки Билибинской АЭС;
- данные о внешних воздействиях, произошедших на территориях вне площадки Билибинской АЭС, если отсутствуют данные о внешних событиях, произошедших на рассматриваемой площадке Билибинской АЭС (целесообразность и обоснованность применения указанных данных рекомендуется обосновывать).

Результаты анализа представлены в разделе П.3.7.4 Приложения 3 [32].

Заявителем оценены частоты для следующих внешних воздействий:

- воздействий сильного ветра (раздел П.3.7.4.1 Приложения 3 [32]);
- экстремальных снегопадов (раздел П.3.7.4.2 Приложения 3 [32]);
- экстремальных снегозапасов (раздел П.3.7.4.3 Приложения 3 [32]);
- отрыва лопатки ротора турбины и образования летящих предметов (раздел П.3.7.4.1 Приложения 3 [32]).

В разделе П.3.7.4.4 Приложения 3 [32] проведена оценка вероятности отрыва лопатки ротора турбины и образования летящих предметов. В результате анализа выявлено, что в случае образования летящего предмета с высокой энергией, он может поразить любую цель в машзале, в том числе в результате рикошета. Отрыв лопатки ротора турбины может привести к одному из двух сценариев [32]:

- разгерметизация ОЦК с вероятностью $2,8E-05$ 1/год;
- разгерметизация ОЦК с пожаром в машзале, либо попадание летящего предмета из другого энергоблока в ОЦК с пожаром в машзале.

В качестве наихудшего возможного последствия Заявитель рассматривает пожар и пробитие ОЦК другого энергоблока. Вероятность того, что ОЦК будет повреждён летящим предметом, а именно лопаткой ротора турбины соседнего энергоблока, равна $8,40 \times 10^{-5}$ 1/год.

Таким образом, вероятность пожара в машзале в результате отрыва лопатки ротора турбины равна $1,12 \times 10^{-4}$ 1/год [32].

Заявителем представлены ссылки на методики, использованные для статистической обработки информации при оценке частот внешних воздействий и построении зависимостей вероятностей (частот) внешних воздействий.

Редакционное замечание

В разделе П.3.7.4 Приложения 3 к ОУОБ [32] не представлена информация о том, как оценивалась вероятность внешнего воздействия «взрыв на складе дизельного топлива» (несоответствие положениям п. 28 РБ-021-14). **(7.5.3-1)**

7.5.4. Отборочный анализ сценариев внешних воздействий

В соответствии с положениями п. 21 РБ-021-14, для выполнения анализа сценариев внешних воздействий Заявителем разработаны количественные критерии. Количественные критерии приведены в таблице П.3.7.19 Приложения 3 к ОУОБ [32]. Указанные критерии соответствуют критериям, приведенным в Приложении № 6 к РБ-021-14.

В соответствии с положениями п. 23 РБ-021-14, для исключения внешних воздействий и их сочетаний на основании количественных критериев, в разделе П.3.7.4 Приложения 3 [32] выполнена оценка частот для внешних воздействий, которые не были исключены на основании применения качественных критериев исключения. В рамках отборочного анализа Заявителем рассмотрены следующие события:

- взрыв на складе дизельного топлива;
- экстремальный ветер;
- обрыв лопатки;
- вылет лопатки за пределы корпуса турбины

Результаты выполнения отборочного анализа приведены в таблице П.3.7.20 Приложения 3 [32].

Редакционное замечание

В таблице П.3.7.20 Приложения 3 [32] для событий, отобранных для проведения детального анализа, не указаны количественные критерии отбора.

(7.5.4-1)

7.5.5. Детальный анализ сценариев внешних воздействий

В разделе П.3.7.7 Приложения 3 к ОУОБ [32] представлен детальный анализ аварийных сценариев внешних воздействий при работе энергоблока АС на мощности, который выполнен в соответствии с рекомендациями раздела IX РБ-021-14. В соответствии с положениями п. 47 РБ-021-14 детальный анализ аварийных сценариев внешних воздействий выполнялся с использованием вероятностной модели энергоблока для внутренних ИС.

Детальный анализ внешних воздействий в разделе П.3.7.7 Приложения 3 [32] выполнялся в отношении сценариев, не исключенных на этапе отборочного анализа, что соответствует положениям п. 54 РБ-021-14. В рамках детального анализа внешних воздействий в разделе П.3.7.7 Приложения 3 [32] были проанализированы следующие внешние воздействия:

- взрыв на складе дизельного топлива;
- экстремальный ветер;
- обрыв лопатки ротора турбины;

– вылет лопатки за пределы корпуса турбины

В таблице П.3.7.21 Приложения 3 [32] приведен уточнённый перечень сценариев, с указанием частоты сценария, и дерева событий, используемого для моделирования каждого сценария.

Уточнённые сценарии с одинаковыми последствиями были объединены в отдельные группы ИС. Данные группы характеризуются одинаковым набором функций безопасности и критериев успеха их выполнения, одинаковыми действиями персонала и набором систем безопасности, их структурой. Перечень групп ИС, сформированных для отобранных для детального анализа уточненных сценариев внешних воздействий для режимов работы энергоблока на мощности, приведен в таблице П.3.7.23 Приложения 3 [32].

Согласно данным из таблицы П.3.7.21 Приложения 3 [32], все внешние воздействия, отобранные для детального анализа, приводят к обесточиванию различной длительности в сочетании с отказами оборудования машинного зала при экстремальном ветре.

В соответствии с положениями п. 56 РБ-021-14, для моделирования сценариев в рамках детального анализа Заявителем внесены изменения в логико-вероятностную модель ВАБ с целью учёта уточнённых факторов, связанных с внешним воздействием, отказами систем, ошибками персонала. Соответствующая информация приведена в таблице П.3.7.23 Приложения 3 [32].

ДС для ИС, обусловленных внешними воздействиями при работе энергоблока на мощности, приведены на рисунках П.3.7.34 – П.3.7.38 Приложения 3 [32].

Редакционные замечания

В разделе П.3.7.7 Приложения 3 [32] используются некорректные ссылки на таблицы П.3.7.20, П.3.7.21, П.3.7.23. Заявитель ссылается на таблицы П.3.7.26, П.3.7.27, П.3.7.29, вместо идентификаторов таблиц, указанных в предыдущем предложении. **(7.5.5-1)**

В разделе П.3.7.7.1 Приложения 3 [32] указано, что при выполнении ВАБ внешних воздействий учитывается только топливо в активной зоне реактора и рассматривается только режим работы на мощности. Это связано с тем, что, как показано в разделах П.3.3 и П.3.9 Приложения 3 [32], вероятность негативных последствий, потенциально приводящих к выбросу радиоактивных продуктов или к повреждению топлива при нахождении топлива в других местах, кроме активной зоны реактора или при нахождении энергоблока в других ЭС, кроме работы на мощности, пренебрежимо мала. Однако Заявителем не приведены обоснования того, что в ВАБ внешних воздействий учтены все источники радиоактивности и ЭС. **(7.5.5-2)**

7.5.6. Анализ, интерпретации и представления результатов ВАБ внешних воздействий (без учёта сейсмических воздействий), включая анализ значимости, чувствительности, неопределенности и мероприятий по обеспечению безопасности энергоблока АС

В соответствии с требованиями пп. 12, 13 НП-095-15, в П.3.7 Приложения 3 к ОУОБ [32] представлен вероятностный анализ безопасности первого уровня для внешних воздействий энергоблока № 2 Билибинской АЭС при работе энергоблока на мощности (далее ВАБ внешних воздействий). ВАБ внешних воздействий энергоблока № 2 Билибинской АЭС, представленный в П.3.7 Приложения 3 [32], разработан Заявителем на базе вероятностного анализа безопасности первого уровня для внутренних исходных событий при работе энергоблока на мощности и является

составной частью полномасштабного ВАБ-1, разрабатываемого для всех категорий иницирующих событий, включая внутренние ИС, внутриплощадочные ИС и внешние ИС природного и техногенного происхождения. Заявителем выполнена оценка вклада внешних воздействий в частоту повреждения активной зоны.

В рамках ВАБ внешних воздействий Заявителем выполнены следующие задачи – сбор данных, формирование предварительного и окончательного перечней внешних воздействий, отборочный и детальный анализы сценариев внешних воздействий, анализ надёжности персонала, анализы неопределённости, значимости и чувствительности. В результате выполнения ВАБ внешних воздействий Заявителем оценена частота повреждения активной зоны ядерного реактора, обусловленная внешними воздействиями, что соответствует положениям Приложения № 4 к РБ-021-14.

В результате расчётов [32] было получено значение общей частоты повреждения активной зоны энергоблока № 2 Билибинской АЭС для иницирующих событий, обусловленных внешними воздействиями (без учета сейсмических воздействий), равное $9,8 \cdot 10^{-8}$ на реактор в год.

Результаты оценки частот повреждения ядерного топлива в активной зоне для уточненного перечня сценариев внешних событий приведены в таблице П.3.7.24 Приложения 3 [32]. Практически весь вклад вносит сценарий события «взрыв на складе дизельного топлива», при котором предполагается разрушение бокса БС, течь ОЦК в боксе и отказ АЗ.

Заявителем были проведены и представлены в разделе П.3.7.8 Приложения 3 [32] анализы значимости, чувствительности и неопределённости полученных результатов. Анализ значимости выполнен в соответствии с положениями п. 119 РБ-024-11. В соответствии с положениями п. 126 РБ-024-11, анализ значимости выполнялся как по

факторам повышения риска, так и по факторам снижения риска аттестованного помощью программного средства Risk Spectrum PSA [42д]:

- критерий оценки вкладов отдельных групп элементов;
- критерий снижения риска;
- критерий повышения риска.

Анализ значимости в разделе П.3.7.8.2 Приложения 3 [32] проводился для всех базовых событий модели ВАБ внешних воздействий. В таблице П.3.7.25 Приложения 3 [32] приведены результаты оценки меры Fussel - Vesely для наиболее значимых базовых событий.

По результатам анализа значимости элементов систем можно заключить, что наибольшее влияние на частоту ПАЗ на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС имеют отказы механической части АЗ и отказы по общей причине аккумуляторных батарей. Высокая значимость этих элементов объяснена Заявителем тем, что выполнение функции аварийного останова требуется для всех ИС, вызываемых внешними воздействиями.

Анализ неопределённости в разделе П.3.7.8.1 Приложения 3 [32] выполнен в соответствии с положениями пп. 120, 121 РБ-024-11.

Анализ чувствительности в разделе П.3.7.8.3 Приложения 3 [32] проводился для всех наиболее значимых базовых событий, включая базовые события, связанные с ИС аварий, отказами по общим причинам и ошибками персонала. В таблице П.3.7.26 Приложения 3 [32] приведены базовые события, значения факторов увеличения риска, понижения риска и значения чувствительности. Как видно из таблицы П.3.7.26 Приложения 3 [32] результаты ВАБ наиболее чувствительны к частоте внешнего воздействия, вызванного взрывом дизельного топлива и к вероятности отказа механически части АЗ.

По результатам выполненного ВАБ в разделе П.3.7.9 Приложения 3 [32] были сделаны следующие рекомендации:

- уточнить оценку параметров взрыва на складе дизельного топлива;
- разработать инструкции для персонала по защите здания и сооружений от избыточного снегового давления на кровлю;
- при проектировании подъезда к городу Билибино от автодороги Омолон – Анадырь выполнить трассировку дороги на безопасном расстоянии от промплощадки Билибинской АЭС в соответствии с разрешённой к провозу номенклатурой опасных веществ и их разового количества;
- выполнить актуальную оценку частоты падения воздушного судна на площадку Билибинской АЭС.

Редакционные замечания

В разделе П.3.7.9 Приложения 3 [32] приведены рекомендации по повышению уровня безопасности энергоблока АС, но не представлены вероятностные оценки их эффективности, включая технические и организационные меры (несоответствие положениям п. 59 и главы X Приложения 3 к РБ-021-14). **(7.5.6-1)**

В разделе П.3.7 Приложения 3 [32] указано, что при выполнении ВАБ внешних воздействий учитывается только топливо в активной зоне реактора и рассматривается только режим работы энергоблока на мощности. Однако Заявителем не приведены обоснования того, почему в ВАБ внешних воздействий учтены не все источники радиоактивности и ЭС. **(7.5.6-2)**

Утверждение Заявителя, приведенное после таблицы П.3.7.24 Приложения 3 [32]: «следует отметить, что доминантные по результатам анализа события с разрушением ОЦК в боксе БС и отказом АЗ по сути является избыточно консервативным», некорректна, так как события не могут

быть консервативными. Консервативными могут быть только оценки тех или иных событий. **(7.5.6-3)**

В разделе П.3.7.9 Приложения 3 [32] указано, что суммарная частота повреждения активной зоны реактора энергоблока № 2 Билибинской АЭС, рассчитанная для событий, обусловленных внешними воздействиями при работе энергоблока на мощности, равна $9,8 \cdot 10^{-8}$ на реактор в год. Однако в разделе «Заключение» П.3.7 Приложения 3 [32] указано другое значение, равное $9,92 \cdot 10^{-8}$ на реактор в год. **(7.5.6-4)**

В разделе П.3.7.8 Приложения 3 [32] приведена ссылка на таблицы с идентификаторами П.3.7.30, П.3.7.31, П.3.7.32. Однако таблицы с данными идентификаторами в разделе П.3.7.8 Приложения 3 [32] отсутствуют. **(7.5.6-5)**

7.6. ВАБ первого уровня для сейсмических воздействий на период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока

7.6.1. Предварительный анализ ИС для сейсмических воздействий. Формирование перечня систем, отказывающих при сейсмических воздействиях

В соответствии с положениями п. 26 РБ-123-17, в разделе П.3.8.6 Приложения 3 [32] представлен перечень ИС, обусловленных сейсмическими воздействиями. В разделе П.3.8.6.1.1.2 Приложения 3 [32] была выполнена дискретизация кривой сейсмической опасности на следующие интервалы по уровню сейсмических воздействий (0,02 – 0,04)g, (0,04 – 0,06)g, (0,06 – 0,08)g, (0,08 – 0,12)g, что соответствует положениям п. 53 РБ-123-17.

В соответствии с положениями п. 26 РБ-123-17, в разделе П.3.8.6.1.1.5 Приложения 3 [32] было определено дерево сейсмических ИС, определяющее взаимосвязи между различными сейсмическими ИС и отказами зданий, систем и оборудования.

На основе разработанного дерева сейсмических событий, а также с учетом списка внутренних ИС были выделены следующие возможные сейсмических ИС:

- большая течь ОЦК в результате сейсмических воздействий;
- малая течь ОЦК в результате сейсмических воздействий;
- переходной процесс в результате сейсмических воздействий.

В соответствии с положениями п. 27 РБ-123-17, в таблице П.3.8.2 Приложения 3 [32] представлен предварительный список систем и элементов, который включает механическое и электротехническое оборудование, трубопроводы, кабельные трассы и воздухопроводы систем, составленный для учёта отказов в моделях аварийных последовательностей для ИС, обусловленных сейсмическими воздействиями.

В соответствии с положениями п. 29 РБ-123-17 в сейсмический перечень элементов были включены:

- элементы, учитываемые в модели ВАБ для внутренних ИС (таблицы П.3.8.12, П.3.8.16 Приложения 3 [32]);
- пассивные элементы технологических систем, не включенные по различным причинам в модель ВАБ для внутренних ИС, отказ которых при сейсмическом воздействии может оказать влияние на выполнение функций безопасности, которые учитываются в ВАБ (таблица П.3.8.15 Приложения 3 [32]);
- пассивные строительные конструкции, элементы крепления, обеспечивающие удержание других элементов из сейсмического перечня элементов в проектом положении (таблица П.3.8.8 Приложения 3 [32]);
- здания и сооружения, в которых расположены включенные в модель ВАБ для внутренних ИС системы (раздел П.3.8.5.4 Приложения 3 [32]);

- гидротехнические сооружения и элементы, повреждения которых из-за сейсмического воздействия могут привести к затоплению площадки АС или нарушениям в работе систем отвода тепла к конечному поглотителю (таблица П.3.8.14 Приложения 3 [32]).

Редакционные замечания

В разделах П.3.8.3 – П.3.8.6 Приложения 3 [32] для сейсмического перечня элементов оборудования не представлена информация о зданиях и помещениях, в которых расположены указанные элементы (несоответствие положениям п. 31 РБ-123-17). **(7.6.1-1)**

В таблице П.3.8.2 Приложения 3 [32] «Список механического оборудования» не представлена информация об оборудовании, трубопроводах, кабельных трассах и воздуховодах систем, рассматриваемых в указанной таблице. **(7.6.1-2)**

7.6.2. Анализ реакции зданий и сооружений на сейсмические воздействия

Согласно П.3.8.3 и П.3.8.4 Приложения 3 [32], в перечень зданий и сооружений Билибинской АЭС, для которых должен быть выполнен вероятностный анализ реакций зданий на сейсмические воздействия в рамках ВАБ-1, включены следующие здания и сооружения:

- главный корпус;
- здание вспомогательных систем БВ-4, включая бассейн выдержки БВ-4, а также три существующих БВ -1÷3;
- здание азотно-кислородной станции и дизель-генераторной установки;
- здание радиаторных охладителей;
- узел развески свежего ядерного топлива;

- хранилища жидких радиоактивных отходов и твёрдых радиоактивных отходов.

В разделе П.3.8.4.1 Приложения 3 [32] представлено описание конструктивных и компоновочных решений вышеприведенных зданий и сооружений Билибинской АЭС. Основанием главного корпуса Билибинской АЭС являются скальные грунты, сохраняющими высокие физико-механические свойства при оттаивании (П.3.8.2.3 Приложения 3 [32]).

Вероятностный анализ сейсмической опасности с учётом локальных грунтовых условий под зданиями Билибинской АЭС выполнен в разделе П.3.8.1.4 Приложения 3 [32]. Динамические характеристики и акселерограммы исходных воздействий для зданий и сооружений откорректированы с учётом конкретных грунтовых условий. В результате анализа были получены вероятностные спектры реакции (медианные, квантили 15 % и 85 %) на поверхности площадки. Для анализа реакции зданий и сооружений Билибинской АЭС выбраны соответствующие этим спектрам акселерограммы.

В разделе П.3.8.4.2 Приложения 3 [32] отмечено, что в результате расчёта на МРЗ уровня 7 баллов были получены огибающие спектры реакции по направлениям X, Y, Z на отметках размещения основного оборудования (демпфирование 2 %), приведенные на рисунке П.3.8.27 Приложения 3 [32].

Редакционное замечание

В П.3.8.3 и П.3.8.4 Приложения 3 [32] отсутствуют результаты вероятностного расчета реакций зданий, сооружений и строительных конструкций энергоблока № 2 Билибинской АЭС на сейсмическое воздействие с учетом реальных свойств грунтового основания зданий.

(7.6.2-1)

7.6.3. Анализ сейсмической повреждаемости элементов энергоблока АС

В разделе П.3.8.5 Приложения 3 [32] представлен анализ сейсмической повреждаемости следующих зданий и сооружений Билибинской АЭС:

- здание главного корпуса;
- здание азотно-кислородной станции и дизель-генераторной установки;
- здание вспомогательных систем БВ-4;
- здание радиаторных охладителей.

Согласно приведенному в разделе П.3.8.5.1 Приложения 3 [32] описанию методики оценки сейсмической повреждаемости, под сейсмической повреждаемостью понимается условная вероятность отказа рассматриваемого элемента при достижении параметром движения грунта или параметром сейсмической реакции поверхности грунта определенного значения. Зависимость сейсмической повреждаемости от величины указанного параметра называется кривой сейсмической повреждаемости.

Для оценки сейсмической повреждаемости строительных конструкций зданий и сооружений Билибинской АЭС был использован консервативный детерминистический метод оценки запаса, описание которого приведено в разделе П.3.8.5.2 Приложения 3 [32]. При выполнении расчётов характеристик сейсмической повреждаемости была использована промежуточная случайная величина – коэффициент запаса F . Для сооружений коэффициент запаса обычно представляется как произведение трёх случайных величин. Указанный метод называется методом разделения переменных, поскольку каждый эффект, выраженный соответствующим коэффициентом запаса (медиана которого может быть меньше единицы) учитывается отдельно, не совместно с действием других эффектов. Такой подход в свое время был верифицирован сравнением с методами

статистического моделирования (метод Монте-Карло). Методу сейсмической повреждаемости посвящено множество научных работ и статей, в настоящее время опыт приведен в руководствах МАГАТЭ.

Как указано на стр. П.3.6.8.5-7 Приложения 3 [32], характеристики площадки, методы обоснования и критерии стойкости зданий и сооружений Билибинской АЭС приведены в ОУОБ [32]. Проверка прочности зданий и сооружений Билибинской АЭС на сейсмические воздействия выполнена в соответствии с требованиями НП-031-01. Согласно разделу П.3.8.5.4.2 Приложения 3 [32], значения коэффициентов запаса приняты из анализа практики проектирования АЭС.

Результаты расчёта характеристик сейсмической повреждаемости зданий и сооружений Билибинской АЭС приведены в таблице П.3.8.5 Приложения 3 [32]. Значение сейсмической повреждаемости составляет для здания главного корпуса, здания АКС и ДГ, здания вспомогательных систем БВ-4, здания радиаторных охладителей 0,11 g, 0,06 g, 0,11 g и 0,10 g соответственно.

Кривые сейсмической повреждаемости здания главного корпуса приведены на рис. П.3.8.30; П.3.8.31; П.3.8.32; П.3.8.33 Приложения 3 [32].

Редакционное замечание

В ОУОБ [32] отсутствует информация о вероятностном расчёте сейсмической повреждаемости сооружений энергоблока № 2 Билибинской АЭС на сейсмическое воздействие с учётом реальных свойств грунтового основания, включая хранилище жидких радиоактивных отходов и сухих радиоактивных отходов, узел развески свежего ядерного топлива. **(7.6.3-1)**

7.6.4. Детальный анализ сценариев, обусловленных сейсмическими воздействиями

В соответствии с положениями главы X РБ-123-17, в разделе П.3.8.6 Приложения 3 [32] представлен детальный анализ сценариев, обусловленных сейсмическими воздействиями.

В соответствии с положениями п. 51 РБ-123-17, в разделе П.3.8.6 Приложения 3 [32] модели аварийных последовательностей ВАБ сейсмических воздействий были разработаны на основе имеющихся моделей аварийных последовательностей из ВАБ для внутренних ИС.

На рис. П.3.8.42 – П.3.8.44 Приложения 3 [32] представлены разработанные в рамках сейсмического ВАБ дерева событий (соответствие положениям п. 56 РБ-123-17).

Результаты оценки вероятностей тяжёлых аварий для ИС, обусловленных сейсмическими воздействиями, приведены в таблице П.3.8.22 Приложения 3 [32] для каждого уровня воздействия.

Точечная оценка суммарной вероятности тяжёлых аварий для ИС, обусловленных сейсмическими воздействиями, согласно результатам моделирования и расчётов [32], составила $1.48 \cdot 10^{-7}$ 1 /год.

Замечание

В разделе П.3.8 Приложения 3 [32] при разработке ВАБ сейсмических воздействий не учтены ИС, вызванные сейсмическими воздействиям с ускорениями $> 0,12$ g (согласно рис. П.3.8.40 Приложения 3 [32] частота такого воздействия составляет $> 1 \cdot 10^{-6}$ 1/год), что не соответствует требованиям п. 12 НП-095-15.

(7.6.4-1)

Редакционные замечания

В разделе П.3.8 Приложения 3 [32] ВАБ сейсмических воздействий разработан только для состояния при работе энергоблока на мощности (несоответствие положениям п. 5 РБ-123-17). **(7.6.4-2)**

В разделе П.3.8 Приложения 3 [32] при разработке ВАБ сейсмических воздействий не выполнялась процедура сейсмического обхода энергоблока (несоответствие положениям главы VII РБ-123-17). **(7.6.4-3)**

В разделе П.3.8 Приложения 3 [32] при разработке ВАБ сейсмических воздействий не выполнена оценка влияния на персонал различных факторов сейсмических воздействий при выполнении им действий по управлению аварией (несоответствие положениям главы IX РБ-123-17). **(7.6.4-4)**

Оценки сейсмической повреждаемости элементов, приведенные в разделе 3.8.5 Приложения 3 [32], получены с использованием упрощенных методов и не являются обоснованными. Например, характеристики сейсмической повреждаемости элементов брались, исходя из «анализа практики проектирования» на основании обобщённых данных, применимость которых к энергоблоку № 2 Билибинской АС не обоснована (в том числе и из-за отсутствия сейсмического обхода энергоблока). Такой подход не соответствует положениям Приложения № 6 к РБ-123-17. **(7.6.4-5)**

В разделе П.3.8 Приложения 3 [32] отсутствует итоговый перечень элементов (вместе с характеристиками сейсмической повреждаемости), рассматриваемых в модели ВАБ. **(7.6.4-6)**

В разделе П.3.8 Приложения 3 [32] отсутствуют графические модели систем, рассматриваемые в сейсмическом ВАБ (деревья отказов). **(7.6.4-7)**

В таблице П.3.8.21 Приложения 3 [32] «Сейсмические события» указано, что события, связанные с отказами вентагрегатов и теплообменников из-за сейсмических воздействий, не рассматриваются. Между тем в разделе П.3.8.5

Приложения 3 [32] расчет характеристик сейсмической повреждаемости указанных элементов выполнялся. **(7.6.4-8)**

7.6.5. Анализ, интерпретация и представление результатов ВАБ сейсмических воздействий

В соответствии с требованиями пп. 12, 13 НП-095-15 в разделе П.3.8 Приложения 3 [32] представлен вероятностный анализ безопасности первого уровня для сейсмических воздействий энергоблока № 2 Билибинской АЭС при работе на мощности (ВАБ сейсмических воздействий).

ВАБ сейсмических воздействий энергоблока № 2 Билибинской АЭС, представленный в разделе П.3.8 Приложения 3 [32], разработан Заявителем на базе вероятностного анализа безопасности первого уровня для внутренних исходных событий при работе энергоблока на мощности и является составной частью полномасштабного ВАБ-1, разрабатываемого для всех категорий иницирующих событий, включая внутренние ИС, внутриплощадочные ИС и внешние ИС природного и техногенного происхождения. Заявителем выполнена оценка вклада сейсмических воздействий в частоту повреждения активной зоны.

В разделе П.3.8.6.2 Приложения 3 [32], в соответствии с положениями главы XI РБ-024-11, приведены результаты расчёта вероятностных показателей безопасности при сейсмических воздействиях. Результаты оценки частот повреждения топлива от сейсмических событий получены при консервативных предположениях о характеристиках повреждаемости, видах отказа, возможности восстановления и возникновении сейсмически-зависимых отказов аналогичного оборудования, возникновении течей и других обусловленных сейсмическим воздействием событий. Целью применения этого подхода являлось обоснование выполнения требований п. 4.2.2 НП-001-15.

В результате расчётов [32] Заявителем было получено значение общей частоты повреждения активной зоны энергоблока № 2 Билибинской АЭС для инициирующих событий, обусловленных сейсмическими воздействиями, равное $1,48 \cdot 10^{-7}$ на реактор в год.

Результаты оценки частот для сейсмических событий при различных уровнях сейсмического воздействия приведены в разделе П.3.8.6.1.2.1 Приложения 3 [32]. При этом 66 % ($9,80 \cdot 10^{-8}$ 1/год) суммарного значения вносят события с повреждением топлива при сейсмическом воздействии. Указанный результат получен при постулировании длительного обесточивания при сейсмическом воздействии любого уровня.

Заявителем были проведены и представлены в разделе П.3.8.6.1.2 Приложения 3 [32] анализы значимости, чувствительности и неопределённости полученных результатов.

Анализ значимости выполнен Заявителем в соответствии с положениями п. 119 РБ-024-11. В соответствии с положениями п. 126 РБ-024-11, анализ значимости выполнялся как по факторам повышения риска, так и по факторам снижения риска помощью аттестованного программного средства Risk Spectrum PSA [42д].

Анализ значимости в разделе П.3.8.6.1.2.2 Приложения 3 [32] проводился для всех базовых событий модели ВАБ сейсмических воздействий. В таблице П.3.8.24 Приложения 3 [32] приведены результаты оценки меры Fussel - Vesely для наиболее значимых базовых событий. Наиболее значимым сценарием является сценарий с непосредственным повреждением топлива в активной зоне из-за сейсмического разрушения зданий. Повреждение топлива из-за отказов оборудования, в том числе вызванных сейсмическими воздействиями, вносит крайне незначительный вклад (менее 2 %). Из отказов оборудования систем безопасности наиболее значимыми являются сейсмические отказы системы АЗ.

Анализ неопределенности в разделе П.3.8.6.1.2.3 Приложения 3 [32] выполнен в соответствии с положениями пп. 120, 121 РБ-024-11. По результатам анализа неопределённости Заявитель сделал заключение, что оцененное значение частоты имеет достаточно узкий диапазон и может быть использовано для принятия риск-информативных решений.

Анализ чувствительности в разделе П.3.8.6.1.2.4 Приложения 3 [32] проводился для определения влияния различных факторов на изменение результата. В таблице П.3.8.26 Приложения 3 [32] приведены оцениваемые факторы влияния, значения факторов увеличения риска и понижения риска.

Редакционные замечания

В разделе П.3.8.6.2 Приложения 3 [32] приведены рекомендации по повышению уровня безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС, но не представлены вероятностные оценки их эффективности, включая технические и организационные меры (несоответствие положениям п. 64 РБ-123-17).

(7.6.5-1)

В разделе П.3.8 Приложения 3 ОУОБ [32] указано, что при выполнении ВАБ сейсмических воздействий учитывалось только топливо в активной зоне реактора, и рассматривался только режим работы на мощности. Однако Заявителем не приведено обоснование исключения в ВАБ сейсмических воздействий анализа всех источников радиоактивности и эксплуатационных состояний.

(7.6.5-2)

Рекомендация

В разделе П.3.8.6.1.2.3 Приложения 3 [32] рекомендуется указать отношение 95% значения к медиане, и на основании значения данного отношения сделать вывод об уровне неопределённостей при оценке уровня безопасности Билибинской АЭС на основе результатов ВАБ сейсмических воздействий.

(7.6.5-3)

7.7. ВАБ второго уровня на период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока

7.7.1. Анализ систем в ВАБ-2

Основной задачей при выполнении анализа систем в ВАБ-2 (раздел П.3.10 Приложения 3 [32]) являлась разработка логико-вероятностных моделей надёжности систем при выполнении всех функций, в которых задействованы анализируемые системы, и их интеграция в модель ВАБ-2, что соответствует положениям п. 37 РБ-044-18.

В разделе П.3.10.4 и Приложении П.3.10.А [32] выполнен анализ систем, работа которых может повлиять как на время выхода и количество выходящих из РУ радиоактивных продуктов, так и на возможность их удержания в реакторе или в боксе барабана-сепаратора, что соответствует положениям п. 38 РБ-044-18.

Состояние большинства систем энергоблока, работа или отказ которых могут влиять на развитие тяжёлой аварии учтено при формировании состояний с повреждением станции. Моделирование этих систем в моделях развития тяжёлых аварий не требуется, так как их состояние уже определено в момент повреждения активной зоны для конченных состояний интерфейсных деревьев событий, а именно для состояний с повреждением топлива в активной зоне. Описание этих систем, конфигурация, границы и критерии успеха применительно к задачам ВАБ-2, а также информация о моделях систем для включения в интерфейсные ДС приведены в Приложении П.3.10.А [32]. К данным системам относятся система аварийной подачи питательной воды и система локализации «мокрой» аварии.

Согласно положениям п. 39 РБ-044-18, при выполнении анализа надёжности вышеперечисленных систем (методами ВАБ-1 и в соответствии с рекомендациями, изложенными в разделе «Анализ надёжности систем» РБ-024-11), Заявителем были разработаны логико-вероятностные модели по

выполнению системами своих функций, представляющие собой деревья отказов. В рамках анализа надёжности проведен качественный и количественный анализ систем и сформирован перечень элементов, рассматриваемых в деревьях отказов систем. Проведен анализ зависимостей систем. Приведены допущения, сделанные при моделировании систем, что соответствует рекомендациям п. 52 РБ-024-11.

При выполнении ВАБ уровня 2 допускается учитывать дополнительные системы, в том числе те, которые предназначены для использования при потере штатных систем расхолаживания и полном обесточивании станции. К таким системам относится система подачи воды от внешнего источника (пожарных машин, ПНУ) при полном обесточивании оборудования и не запуске штатных ДГ в опускные магистральные трубопроводы ОЦК аварийного энергоблока или в трубопровод охлаждения каналов системы управления и защиты реактора (КО СУЗ) аварийного энергоблока. Анализ данной системы должен быть выполнен методами ВАБ-1 в соответствии с рекомендациями, изложенными в разделе «Анализ надёжности систем» РБ-024-11.

Кроме активных систем на Билибинской АЭС в ВАБ уровня 2 учитывались пассивные системы, влияющие на выход продуктов деления за пределы АЭС. Анализ надёжности пассивных систем (пассивная система локализации аварии на Билибинской АЭС представлена боксом БС) выполнялся путем экспертной оценки вероятности разрушения бокса при различных авариях с учётом имеющихся расчётов нагрузок.

Анализ надёжности систем для ВАБ-2 в разделе П.3.10 Приложения 3 [32] выполнен в рамках решения задачи по установлению взаимосвязи ВАБ-1 и ВАБ-2. Согласно положениям РБ-044-18, модели надёжности систем дорабатывались с учётом изменения критериев функционирования систем (Приложение П.3.10.А [32]).

Интеграция моделей надёжности систем в модели ВАБ-2 выполнена Заявителем корректно и в соответствии с рекомендацией п. 40 РБ-044-18 при выполнении задачи преобразования результатов ВАБ-1 в исходные данные ВАБ-2 и при моделировании аварийных последовательностей ВАБ-2.

Редакционное замечание

В разделе П.3.10.4.2.2 Приложения 3 [32] указано, что анализ учитываемых в модели ВАБ восстанавливающих действий приведён в разделе П.3.10.4.3. Однако в П.3.10 Приложения 3 [32] данный раздел отсутствует. (7.7.1-1)

7.7.2. Обеспечение взаимосвязи ВАБ-1 и ВАБ-2

В соответствии с положениями главы IV РБ-044-18, в разделе П.3.10.3 Приложения 3 [32] представлены результаты оценки анализа преобразования результатов ВАБ-1 в исходные данные ВАБ-2 энергоблока № 2 Билибинской АЭС. Основными задачами являлось выполнение объединения конечных состояний аварийных последовательностей, приводящих к повреждению источника радиоактивности, из ВАБ-1 в группы состояний с повреждением источника радиоактивности. Эти группы состояний атомной станции с повреждением активной зоны реактора формируются, исходя из сходности реакции энергоблока в сценарии развития аварии после повреждения активной зоны и по характеру распределения аварийного выброса.

В качестве атрибутов, влияющих на выход радиоактивных продуктов в окружающую среду, и, следовательно, определяющих состояний с повреждением энергоблока, Заявителем были выбраны следующие атрибуты (соответствие положениям п. 25 РБ-044-18):

- атрибуты, относящиеся к типу ИС (А) (таблица П.3.10.2.4-1 Приложения 3 [32]);

- атрибуты, относящиеся к состоянию системы АЗ-1 (В) (таблица П.3.10.2.4-2 Приложения 3 [32]);
- атрибуты, относящиеся к состоянию системы защиты ОЦК от превышения давления (С) (таблица П.3.10.2.4-3 Приложения 3 [32]);
- атрибуты, характеризующие наличие энергоснабжения (О) (таблица П.3.10.2.4-4 Приложения 3 [32]);
- атрибуты, характеризующие возможность восстановления функции АЗ-1 (D) (таблица П.3.10.2.4-5 Приложения 3 [32]);
- атрибуты, характеризующие возможность аварийной подачи воды в реактор (Е) (таблица П.3.10.2.4-6 Приложения 3 [32]);
- атрибуты, характеризующие возможность аварийной подачи поглотителя в реактор (F) (таблица П.3.10.2.4-7 Приложения 3 [32]);
- атрибуты, характеризующие возможность локализации «мокрой» аварии (G) (таблица П.3.10.2.4-8 Приложения 3 [32]);
- атрибуты, характеризующие статус системы защиты ОЦК от превышения давления (H) (таблица П.3.10.2.4-9 Приложения 3 [32]).

В соответствии с положениями пп. 29, 30 РБ-044-18, в разделе П.3.10.3.6 Приложения 3 [32] для группирования конечных состояний аварийных последовательностей из ВАБ уровня 1 в соответствии с выявленными признаками использовался подход № 2, приведенный в п. 30 РБ-044-18.

Для сокращения объема моделирования деревьев событий в ВАБ-2 СПИР были сгруппированы согласно таблице П.3.10.2.6-2 Приложения 3 [32].

Редакционные замечания

В разделе П.3.10.3 Приложения 3 [32] не указано, в чем различие между атрибутом СПИР «В» (таблица П.3.10.2.4-2 Приложения 3 [32]) и атрибутом СПИР «D» (таблица П.3.10.2.4-5 Приложения 3 [32]). Указанное противоречие может привести к неверному определению СПИР на основании рассмотренных признаков (несоответствие положениям п. 24 РБ-044-18).

(7.7.2-1)

Представленная в разделе П.3.10.А-3 Приложения 3 [32] оценка вероятности подачи жидкого поглотителя, равная 0,8, не обоснована (несоответствие положениям п. 34 РБ-044-18).

(7.7.2-2)

В разделе П.3.10.3 Приложения 3 [32] указано, что уточненные коды не вводились для предварительных СПС с частотой реализации меньше $6 \cdot 10^{-10}$ 1/год из-за их пренебрежимо малого вклада в частоту выбросов. Однако в таблице П.3.10.2.5-1 Приложения 3 [32] было исключено СПС АЗ-В2-С3 с частотой $1,05 \cdot 10^{-9}$ 1/год (несоответствие положениям пп. 23, 35 РБ-044-18).

(7.7.2-3)

В разделе П.3.10 Приложения 3 [32] не представлена информация о характерных фазах тяжёлых аварий и их длительности, что не соответствует положениям п. 47 РБ-044-18.

(7.7.2-4)

Представленная в таблице П.3.10.2.5-3 Приложения 3 [32] матрица СПИР, сформированная на основе выявленных признаков СПИР, не является полной, поскольку отсутствуют признаки СПИР А, В, С (несоответствие положениям п. 28 РБ-044-18).

(7.7.2-5)

В разделе П.3.10.3.7 Приложения 3 [32] не представлена информация о характерных признаках (атрибутах), на основе рассмотрения которых были определены окончательные СПИР, представленные в таблице П.3.10.2.6-2 Приложения 3 [32] (несоответствие положениям п. 24 РБ-044-18).

(7.7.2-6)

В разделе П.3.10.3.2 Приложения 3 [32] «Состояние топлива в активной зоне» указано, что при разработке ВАБ рассматриваются три класса состояний топлива (состояний активной зоны):

- первый класс – состояния, при которых температура оболочек ТВЭлов не превышает проектного предела в течение всей аварии;
- второй класс – состояния, при которых выполняются приёмочные критерии для проектных аварий, обеспечивая тем самым ограничение количества ТВЭлов с прямым контактом теплоносителя с топливом;
- третий класс – состояния, при которых повреждение топлива превышает максимальные проектные пределы.

Указанная классификация подразумевает разделение конечного состояния ОК в ВАБ-1 на классы 1 и 2, при этом аварии с классом 2 приводят в ВАБ-2 к категории выбросов RC1. Между тем, в разделе П.3.10.3 Приложения 3 [32] указанная информация отсутствует (несоответствие положениям пп. 23, 29 РБ-044-18). **(7.7.2-7)**

Модели одного и того же ДС для ИС с компенсируемой течью, представленные на рисунках П.3.10.2.5-2 и П.3.3.4-12 Приложения 3 [32], имеют различия. **(7.7.2-8)**

В таблице П.3.10.2.4-5 Приложения 3 [32] для атрибута D1 должно быть указано «успех», а не «отказ». **(7.7.2-9)**

В таблице П.3.10.2.5-1 Приложения 3 [32] «Частоты предварительных СПС» СПС PS1 соответствует код A1-B3-C3, тогда как на рисунке П.3.10.2.5-22 Приложения 3 [32] «Интерфейсное ДС для предварительного СПС PS1» приведена кодировка A1-B1-C3. **(7.7.2-10)**

7.7.3. Моделирование аварийных последовательностей ВАБ-2

В разделах П.3.10.4, П.3.10.5 Приложения 3 [32], в соответствии с положениями главы VIII РБ-044-18, представлена оценка моделирования

аварийных последовательностей ВАБ-2. В рамках анализа аварийных последовательностей ВАБ уровня 2 выполнено решение следующих подзадач:

- разработка сценария и логической модели для данного типа аварии, предполагая непосредственное развитие модели ВАБ уровня 1 в область ВАБ уровня 2;
- проведение теплофизического анализа для определения соответствующих параметров активной зоны;
- оценка величины выхода радиоактивных веществ из ТВЭЛОВ в ОЦК;
- анализ переноса РВ по ОЦК и реакторным помещениям;
- оценка риска выброса для данного типа аварии.

В разделе П.3.10.5.3.9 Приложения 3 [32] указаны функции безопасности, использованные при моделировании АП ВАБ уровня 2, а именно:

- сохранение герметичности и целостности помещений бокса БС;
- сохранение герметичности и целостности ОЦК;
- восстановления функции АЗ-1.

В таблице П.3.10.4.3-2 Приложения 3 [32], в соответствии с положениями п. 61 РБ-044-18, были определены вероятности функциональных событий аварийных последовательностей.

В соответствии с положениями п. 63 РБ-044-18 модели АП (рисунки П.3.10.4.3-1 – П.3.10.4.3-7 Приложения 3 [32]) были построены для следующих, определённых в разделе П.3.10.3 Приложения 3 [32] СПИР:

- GSPS1. АП для ИС, непосредственно приводящих к повреждению топлива с успешной работой системы АЗ;

- GSPS2. АП для ИС, непосредственно приводящих к повреждению топлива с успешной работой системы АЗ;
- GSPS3. АП для переходных процессов с отказом АЗ, возможностью ввода жидкого поглотителя и открытым состоянием системы защиты ОЦК от превышения давления;
- GSPS4. АП для переходных процессов с остановленным реактором, отказом на открытие системы защиты ОЦК от превышения давления, с возможностью ввода жидкого поглотителя и успехом системы локализации;
- GSPS5. АП для переходных процессов с остановленным реактором, отказом на открытие системы защиты ОЦК от превышения давления и отказом системы локализации;
- GSPS6. АП для переходных процессов с отказом АЗ, успехом системы защиты ОЦК от превышения давления и возможностью подачи жидкого поглотителя;
- GSPS7. АП для переходных процессов с отказом АЗ, успехом системы защиты ОЦК от превышения давления, и не возможностью подачи жидкого поглотителя.

Модели АП ВАБ-2 были разработаны в виде деревьев событий и содержат одно функциональное события из раздела П.3.10.5.3.9 Приложения 3 [32].

Конечным состояниям моделей АП ВАБ уровня 2 присваивался один из идентификаторов, определяющий категорию аварийных выбросов, из перечня категорий аварийных выбросов, указанных в разделе П.3.10.5.2 Приложения 3 [32]. Указанные модели АП ВАБ уровня 2 совместно с дополнительными деревьями событий, построенными при обеспечении взаимосвязи ВАБ уровня 1 и ВАБ уровня 2, были интегрированы в

вероятностную модель ВАБ-1. Выполнение расчётов с использованием обобщённой модели ВАБ позволило определить частоты реализации категорий аварийных выбросов (таблица П.3.10.5.2-1 Приложения 3 [32]).

Редакционные замечания

В разделе П.3.10.4.2.2. Приложения 3 [32] представлено описание методов восстановления функции АЗ-1 в случае возникновения трёх различных ситуаций:

- восстановление в случае потери электропитания приводов;
- восстановление функции АЗ, если причиной отказа привода являются повреждения механической части приводов;
- восстановление функции АЗ ручным вводом стержней РР и АЗ в активную зону незаглушенного реактора в случае внешних воздействий на приводы и тросопроводы исполнительных механизмов СУЗ, приводящих к невозможности выполнения ими заданных функций.

Однако другие возможные ситуации (застревание стержней СУЗ, невозможность выполнения какого-либо из указанных действий по восстановлению функции АЗ-1, указанных в разделе П.3.10.4.2.2 Приложения 3 [32]) Заявителем не рассмотрены, что приводит к неправильной оценке зависимостей между событиями при построении моделей аварийных последовательностей (несоответствие положениям п. 69 РБ-044-18). **(7.7.3-1)**

Для моделей АП, представленных на рисунках П.3.10.4.3-1 – П.3.10.4.3-7 Приложения 3 [32] присутствуют функциональные события BS DESTР «Сохранение герметичности и целостности помещений бокса БС» и ОСК-DESTР «Сохранение герметичности и целостности ОЦК». Однако при этом в разделах П.3.10.4, П.3.10.5 Приложения 3 [32] не рассмотрены нагрузки на помещения при различных событиях тяжёлой аварии (паровой взрыв, горение водорода и окиси углерода, повреждение элементов, вызванное

высокой температурой и т.д.), что не соответствует положениям п. 44 РБ-044-18. **(7.7.3-2)**

Для функциональных событий ВАБ-2 AZ-R и AZ-R1, описание которых представлено в разделе П.3.10.5.3.9 Приложения 3 [32], не определены предельные сроки выполнения рассматриваемых действий персонала (несоответствие положениям п. 100 РБ-024-19). **(7.7.3-3)**

Вероятности функциональных событий BS DESTР «Разрушение бокса БС» и ОСК-DESTР «Разрушение ОЦК» определены в таблице П.3.10.4.3-2 Приложения 3 [32] на основании экспертных оценок и не являются обоснованными (несоответствие положениям п. 64 РБ-044-19). **(7.7.3-4)**

В разделе П.3.10.5.3.3 Приложения 3 [32] указано, что для группы СПИР GSPS1 в качестве референтного сценария выбрана авария с разрывом раздаточного группового коллектора. Однако для указанной аварии атрибутами СПИР являются атрибуты А2-В2-С3 и такая авария была исключена из таблицы П.3.10.2.5-1 Приложения 3 [32] на основании малой вероятности. Таким образом, для СПИР GSPS1 в разделе П.3.10.5.3.3 Приложения 3 [32] приведена неверная информация об используемом референтном сценарии для построения АП ВАБ-2 (несоответствие положениям п. 62 РБ-044-19). **(7.7.3-5)**

Дерево событий для группы GSPS4, представленное на рисунке П.3.10.4.3-4 Приложения 3 [32], является не корректным, поскольку консервативно постулируется разрушение ОЦК, а на ДС такое функциональное событие отсутствует (несоответствие положениям п. 60 РБ-044-19). **(7.7.3-6)**

7.7.4. Построение распределения аварийных выбросов

В разделах П.3.10.5 Приложения 3 [32], в соответствии с положениями главы IX РБ-044-18, представлена оценка распределения аварийных выбросов. В рамках данной задачи Заявителем выполнено определение

категорий аварийных выбросов, включая вероятности (частоты) их реализации и массы (активности) аварийных выбросов для рассматриваемых РВ.

Перечень категорий выбросов для Билибинской АЭС, составленный с учётом особенностей энергоблока, представлен в таблице П.3.10.4.2-1 Приложения 3 [32].

В разделе П.3.10.5.3.2 Приложения 3 [32] конечным состояниям аварийных последовательностей ВАБ уровня 2 было выполнено присвоение уникальных кодов категорий аварийных выбросов, что соответствует положениям п. 76 РБ-044-18.

В разделе П.3.10.5.3.2 Приложения 3 [32] представлена информация о референтных расчётах запроектных аварий для СПИР:

- GSPS1. Авария с разрывом раздаточного группового коллектора (Приложение П.3.10.В-5 Приложения 3 [32]);
- GSPS2. Авария с самоходом двух пар стержней АР и отказом АЗ (Приложения П.3.10.В-2 - П.3.10.В-4 Приложения 3 [32]);
- GSPS1. Консервативно рассмотрены последствия тяжелее, чем для GSPS2;
- GSPS4. Конечные состояния идентичны состояниям для GSPS1;
- GSPS4. Консервативно рассматривались последствия хуже, чем для GSPS2;
- GSPS5, GSPS6. Конечные состояния идентичны состояниям для GSPS2, GSPS3.

Категории аварийных выбросов, представленные в таблице П.3.10.4.2-1 Приложения 3 [32], определены с учётом последствий аварий и определения

большого аварийного выброса (частичное соответствие положениям глав X-XI РБ-044-18).

Редакционные замечания

В разделе П.3.10.5.3.6 Приложения 3 [32] для СПИР GSPS4, которое охватывает аварийные сценарии с АП для переходных процессов с остановленным реактором и отказом на открытие системы защиты ОЦК от превышения давления при успехе системы локализации, конечные состояния АП ВАБ-2 определены такими же, как и для СПИР GSPS1 (авария с разрывом раздаточного группового коллектора). Вместе с тем признаки СПИР указанных аварий существенно различаются (ИС, параметры ОЦК, состояние систем безопасности, состояние локализующих систем). Таким образом, расчёт запроектной аварии для СПИР GSPS4 выполнен не был, что не соответствует положениям п. 55 РБ-044-18. **(7.7.4-1)**

В разделе П.3.10 Приложения 3 [32] отсутствует информация об учёте результатов исследований тяжёлых аварий при определении категорий аварийных выбросов RC1 – RC4, представленных в таблице П.3.10.4.4.2-1 Приложения 3 [32] (несоответствие положениям п. 72 РБ-044-19). **(7.7.4-2)**

Для категорий аварийных выбросов, представленных в таблице П.3.10.4.4.2-1 Приложения 3 [32], отсутствует информация об относительной массе (активности) аварийного выброса и признаках категорий аварийных выбросов, определяемым согласно пп. 74, 75 РБ-044-18, что не соответствует п. 73 РБ-044-18. **(7.7.4-3)**

7.7.5. Анализ, интерпретация и представление результатов ВАБ-2

В разделе П.3.10.6 Приложения 3 [32], в соответствии с положениями главы XII РБ-044-18, представлены результаты выполнения ВАБ-2. В результате проведения анализа Заявителем на основе результатов ВАБ-1 было определено семь СПИР и оценены частоты их реализации. Данные категории являлись исходными данными для моделирования аварийных

последовательностей развития тяжёлых аварий после повреждения активной зоны реактора. Характеристики СПИР представлены в таблице П.3.10.2.6-2 Приложения 3 [32].

Заявителем выделено четыре категории выбросов радиоактивных веществ, которые представлены в таблице П.3.10.4.2-1 Приложения 3 [32]. Для всех СПИР Заявителем были построены модели аварийных последовательностей развития тяжёлых аварий и в качестве конечных состояний указаны категории аварийных выбросов. В качестве функциональных событий, моделирующих работу систем безопасности, ошибки персонала и физические явления, влияющие на развитие тяжёлой аварии после повреждения активной зоны, и, соответственно, на выброс радиоактивных веществ, Заявителем моделировались функция восстановления АЗ-1, а также учитывалось сохранение герметичности и целостности помещений бокса БС и ОЦК.

В результате группировки конечных состояний АП ВАБ-2 Заявителем было получено следующее распределение аварийных выбросов (таблица П.3.10.5.2-1 Приложения 3 [32]):

- RC1 частота реализации $1,81\text{E-}06$;
- RC2 частота реализации $8,31\text{E-}07$;
- RC3 частота реализации $3,75\text{E-}09$;
- RC4 частота реализации $1,58\text{E-}07$.

Результаты анализа непараметрической неопределённости результатов ВАБ уровня 2 представлены в разделе П.3.10.6.3.2 Приложения 3 [32], что соответствует положениям п. 92 РБ-044-18.

Результаты анализа чувствительности результатов ВАБ уровня 2 представлены в разделе П.3.10.6.3.2 Приложения 3 [32], что соответствует положениям п. 90 РБ-044-18.

В разделе «Заключение» П.3.10 Приложения 3 [32] указано, что большому аварийному выбросу (т.е. выбросу, при котором превышаются установленные в НРБ-99/2009 граничные значения по дозовым нагрузкам для населения и вероятностям летальных исходов на границе зоны защитных мероприятий для площадки Билибинской АЭС) соответствуют категории выбросов RC3 и RC4. Суммарная частота большого аварийного выброса для всех категорий ИС при внутренних и внешних воздействиях составила $5,15 \cdot 10^{-7}$ 1/год [32], что почти в пять раз превышает целевой ориентир, установленный в п. 1.2.17 НП-001-15.

Замечание

В таблице П.3.10.5.4.3-1 Приложения 3 [32] представлены результаты ВАБ уровня 2 для ИС, вызванных внутренними и внешними воздействиями. Однако описание выполнения задач ВАБ уровня 2 для данных ИС в разделе П.3.10.6 Приложения 3 [32] не представлено (несоответствие положениям главы XIII РБ-044-18).

(7.7.5-1)

Редакционное замечание

В разделе П.3.10.6 Приложения 3 [32] отсутствует информация о результатах анализа значимости количественных характеристик основных элементов вероятностной модели энергоблока АС (несоответствие положениям пп. 87-79 РБ-044-18).

(7.7.5-2)

Рекомендация

В разделе П.3.10.6.4.2 Приложения 3 [32] указано, что ВАБ уровня 2 для стояночных режимов, а также для источников радиоактивности, не связанных с активной зоной, не выполнялся ввиду малой суммарной вероятности тяжёлых аварий (суммарная вероятность тяжёлых аварий для стояночных режимов составляет $3,93 \cdot 10^{-8}$, для источников радиоактивности, не связанных с активной зоной, для всех ИС – $8,67 \cdot 10^{-9}$). Заявителю рекомендуется выполнить ВАБ уровня 2 для стояночных режимов, а также для источников

радиоактивности, не связанных с активной зоной, в случае, если суммарная вероятность тяжёлых аварий для них изменится в большую сторону по результатам учёта замечаний настоящего Экспертного заключения. **(7.7.5-3)**

Выводы и предложения по разделу 7

1. Вероятностный анализ безопасности первого уровня для энергоблока № 2 Билибинской АЭС, результаты которого представлены в Приложении 3 ОУОБ [32], выполнен в соответствии с требованиями НП-095-15, за исключением следующих несоответствий:
 - в ВАБ для стояночных режимов не учтены ИС, вызванные внутриплощадочными пожарами и затоплениями (несоответствие требованиям пп. 23, 24 НП-095-15);
 - при представлении результатов ВАБ-1 энергоблока № 2 Билибинской АЭС для внутренних исходных событий при работе энергоблока в режимах малой мощности и с остановленным реактором не выполнены анализы значимости, чувствительности и неопределённости. Не сформулированы рекомендации по обеспечению безопасности энергоблока на основании результатов ВАБ-1 для внутренних исходных событий при работе энергоблока в режимах с малой мощностью и с остановленным реактором, что является несоответствием требованиям пп. 11, 29 НП-095-15;
 - при выполнении детального анализа сценариев, обусловленных сейсмическими воздействиями, не были учтены ИС, вызванные всеми возможными на площадке АС сейсмическими воздействиями, в частности, не учтены воздействия с ускорениями грунта $> 0,12 \text{ g}$, что не соответствует требованиям п. 12 НП-095-15.

2. ВАБ-1 для источников радиации энергоблока № 2 Билибинской АЭС, не связанных с активной зоной, результаты которого представлены в Приложении 3 ОУОБ [32], выполнен с несоответствиями требованиям пп. 12, 19 и 22 НП-095-15.

Полученное Заявителем [32] суммарное значение вероятности тяжёлых аварий для топлива в активной зоне и в приреакторных бассейнах выдержки с учётом всех эксплуатационных состояний составило $2,30 \cdot 10^{-6}$ 1/год, что меньше целевого значения $1,0 \cdot 10^{-5}$, установленного в п. 1.2.17 НП-001-15.

Несмотря на отмеченные при экспертизе несоответствия требованиям НП-095-15, результаты вероятностного анализа безопасности первого уровня [32] отражают реальное состояние энергоблока № 2 Билибинской АЭС на период повторного дополнительного срока эксплуатации.

3. Вероятностный анализ безопасности второго уровня для энергоблока № 2 Билибинской АЭС, результаты которого представлены в Приложении 3 к ОУОБ [32], разработан в соответствии с требованиями НП-095-15.

Приведенные в разделе П.3.10 Приложения 3 к ОУОБ [32] результаты расчётов показали, что суммарная частота большого аварийного выброса, вызванного как внутренними исходными событиями, так и внутренними и внешними воздействиями, составляет $5,15 \cdot 10^{-7}$ 1/год, что превышает целевой ориентир $1,0 \cdot 10^{-7}$ 1/год, установленный в п. 1.2.17 НП-001-15.

4. Заявителю предлагается учесть замечания и принять во внимание рекомендации, отмеченные в данном разделе настоящего Экспертного заключения.

8. Подготовка энергоблока к продолжению эксплуатации на период повторного дополнительного срока

8.1. Оценка анализа опыта эксплуатации энергоблока

Система сбора, обработки и учёта эксплуатационных данных

В разделе 6.2.1 ОУОБ [32] указано, что деятельность Билибинской АЭС в рамках системы анализа и использования опыта эксплуатации функционирует на стационарном уровне и решает следующие задачи:

- своевременное реагирование на положительную и отрицательную практику эксплуатации отечественных и зарубежных АС, объектов электроэнергетики и других отраслей экономики;
- своевременное внедрение предупреждающих и корректирующих мер с целью повышения безопасности, надёжности и экономической эффективности эксплуатации АС;
- своевременное доведение информации о результатах использования опыта эксплуатации до сведения участников системы анализа и использования опыта эксплуатации (стационарного, отраслевого, межотраслевого и международного);
- систематическую подготовку и поддержание квалификации специалистов, занимающихся анализом и использованием опыта эксплуатации;
- развитие системы мотивации работников к постоянному и эффективному выявлению и устранению недостатков, влияющих на безопасную и надёжную эксплуатацию АС, и учёту в своей деятельности положительной и отрицательной практики эксплуатации;
- разработку технической документации по осуществлению производственной деятельности в области анализа и использования опыта эксплуатации, регламентирующей процессы сбора, хранения,

обработки, анализа, обмена, распространения информации и формирования обратных связей, включая определение ответственности, обязанностей и полномочия участников анализа опыта эксплуатации.

В разделе 6.2.1 и Приложении 7 к ОУОБ [32] приведена информация по общему управлению САИ ОЭ, которое осуществляют:

- на уровне эксплуатирующей организации – первый заместитель Генерального директора ОАО «Концерн Росэнергоатом»;
- на станционном уровне – заместитель Генерального директора – директор филиала ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Билибинская атомная станция».

Руководство организацией работ структурных подразделений по актуализации, анализу и использованию ОЭ осуществляют:

- на уровне эксплуатирующей организации – заместитель Генерального директора – директор по производству и эксплуатации АЭС ОАО «Концерн Росэнергоатом»;
- на станционном уровне – главный инженер Билибинской атомной станции.

Функции структурных подразделений Билибинской АЭС, обязанности и ответственность руководителей и работников структурных подразделений за использование в своей деятельности ОЭ и положительной практики с целью проведения постоянных улучшений своей деятельности и предупреждения важных для безопасности событий, сформулированы в соответствующих положениях о подразделениях и должностных инструкциях соответствующего персонала.

Станционная структура САИ ОЭ обеспечивает осуществление следующих процессов:

- сбор, документирование и хранение информации об ОЭ, включая отчетность об ОЭ, связанную с безопасностью, надежностью и экономичностью АС;
- обработка и анализ информации об ОЭ, включая углубленный анализ важных для безопасности событий;
- разработка предупреждающих и корректирующих мер по результатам анализа информации об ОЭ;
- подготовка и принятие необходимых решений по предупреждающим и корректирующим мерам;
- организация внедрения предупреждающих и корректирующих мер и оценка их эффективности и результативности;
- контроль выполнения предупреждающих и корректирующих мер;
- распространение и обмен информацией об ОЭ и положительной практике, включая формирование обратных связей;
- обеспечение качества и контроль результативности и эффективности анализа и использования ОЭ.

В ОУОБ [32] приведен перечень документов (федеральные нормы и правила; документы эксплуатирующей организации, Билибинской АЭС) на основании которых проводится сбор, обработка и учёт эксплуатационных данных в рамках системы по учету опыта эксплуатации.

По своей структуре и содержанию раздел 6.2.1 ОУОБ [32] соответствует рекомендациям п. 2.7.2.1 РБ-001-05.

Контроль работоспособности и состояния систем и оборудования

В подразделе 6.2.2 ОУОБ [32] Заявитель представил обоснования контроля работоспособности и состояния систем и оборудования, важных для безопасности по следующим аспектам:

- условия работы систем и оборудования с выделением оборудования, для которого отсутствует возможность проведения контроля технического состояния, технического обслуживания и ремонта (нижняя плита реактора, бак биологической защиты);
- организация контроля, испытаний, проверок с приведением перечня используемых для этого документов;
- организация комплексного обследования энергоблока и принятие мер по замене оборудования или продлению его ресурса;
- организация контроля основного металла, сварных соединений и наплавки. Методы контроля;
- организация контроля состояния зданий и сооружений.

Приведены данные по нарушениям в работе энергоблока № 2 Билибинской АЭС, произошедших из-за неработоспособности систем, важных для безопасности. Всего было четыре таких нарушения за период с 01.01.2009 по 31.12.2017. Основной коренной причиной этих нарушений в работе явились недостатки организации эксплуатации и недостатки монтажа.

В п. 6.2.2.7.2 ОУОБ [32] представлена информация о событиях на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС, произошедших по причине недостатков технического обслуживания и ремонта. Всего было три таких события. В целом, на основании анализа подраздела 6.2.2 ОУОБ [32] и годового отчёта [8д] можно констатировать, что уровень технического обслуживания и ремонта систем, важных для безопасности, удовлетворительный и позволяет обеспечить приемлемые показатели работы оборудования в межремонтные периоды.

Анализ состояния ресурса оборудования и систем, важных для безопасности

В подразделе 6.2.3 ОУОБ [32] проанализировано состояние ресурса оборудования и систем, важных для безопасности. Реализация мероприятий по управлению ресурсом элементов, оборудования и систем обеспечивает:

- безопасную и надежную эксплуатацию энергоблока № 2 Билибинской АЭС;
- поддержание оборудования и трубопроводов в исправном (работоспособном) состоянии путем своевременного выявления повреждений; осуществления профилактических мер (обследований, ремонтов); замены выработавших ресурс оборудования и трубопроводов; своевременного установления механизмов образования и развития дефектов, способных привести к разрушению или отказам оборудования и трубопроводов;
- смягчение (ослабление) процессов старения, деградации и повреждений оборудования и трубопроводов посредством технического обслуживания, ремонта, модернизации, использования щадящих режимов эксплуатации, замены (при исчерпании ресурса и невозможности или нецелесообразности ремонта).

Результаты работ по обследованию и обоснованию технического состояния и остаточного ресурса элементов используются для актуализации информации, приведенной в Программе управления ресурсом оборудования и трубопроводов энергоблока № 2 Билибинской АЭС [26].

В соответствии с таблицей 6.2.3.3.1 [32], ресурс основных незаменяемых элементов реакторной установки (верхняя и нижняя плиты реактора, бак биологической защиты, кожух реактора с компенсатором, графитовая кладка) обоснован до 31.12.2025. По своей структуре и содержанию раздел 6.2.3 ОУОБ [32] соответствует рекомендациям п. 2.7.2.3 РБ-001-05.

Анализ нарушений при эксплуатации энергоблока

В разделе 6.2.4 «Анализ нарушений при эксплуатации энергоблока» [32] приведены общие сведения о нарушениях в работе энергоблока № 2 Билибинской АЭС в 2012 – 2017 годах. Заявитель корректно указал, что в 2012 – 2017 гг. имело место шесть отказов в системах безопасности при нарушениях в работе энергоблока (по три в 2015 и 2016 годах), расследуемых в соответствии с НП-004-08.

Анализ базы данных по нарушениям в работе АЭС показал, что в 2012 – 2017 годах на Билибинской АЭС имело место шесть нарушений в работе, расследуемых в соответствии с требованиями НП-004-08. Из них четыре на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС (по одному в 2012, 2013, 2015, 2016 годах). Данные сведения совпадают с приведенными в табл. 3.2.12 годового отчета [8д]. Нарушения в работе были следующие:

- срабатывание канала системы безопасности аварийной подачи питательной воды (АПЭН-2), связанное с необходимостью выполнения функции безопасности, по снижению давления и расхода питательной воды энергоблока № 2 из-за неправильных действий персонала;
- неплотность арматуры на линии опорожнения барабана-сепаратора из-за зазора между узлом упорных подшипников маточной гайки и фиксирующей втулкой арматуры;
- останов энергоблока действием управляющей системы безопасности АЗ-1 по снижению расхода в групповых петлях основного циркуляционного контура из-за возникновения переходных процессов при сбросе нагрузки в энергосистеме и срабатывании главного парового клапана, вследствие отказа на открытие отсечного клапана на конденсатор;

- останов энергоблока № 2 действием УСБ АЗ-1 по снижению расхода в групповых петлях ОЦК при открытии ГПК из-за неправильных действий персонала при росте давления в барабане-сепараторе.

По всем вышеуказанным нарушениям в работе приняты корректирующие меры, эффективность которых подтверждена отсутствием аналогичных (повторяющихся отказов на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС).

В таблицах 6.2.4.1, 6.2.4.2, 6.2.4.4, 6.2.4.5 [32] приведена информация о количестве отказов в системах безопасности; отказах оборудования систем, важных для безопасности, в том числе произошедших из-за недостатков качества технического обслуживания и ремонта, количестве неправильных действий персонала, обусловивших возникновение нарушений в работе. Исходя из представленной информации [32] и сравнения её с информацией базы данных по нарушениям в работе АС (имеются в виду только те нарушения, которые расследовались в соответствии с требованиями НП-004-08), ведущейся в ФБУ «НТЦ ЯРБ», можно сделать следующие выводы:

- представленная в разделе 6.2.4 ОУОБ [32] информация о нарушениях в работе энергоблока № 2 Билибинской АЭС, корректна и соответствует приведенной в годовом отчёте [8д];
- средняя интенсивность нарушений в работе на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС за 2012 – 2017 годы ниже, чем по реакторам типа РБМК в среднем на один энергоблок в год (на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС равна 0,67; на Курской АЭС, Ленинградской АЭС и Смоленской АЭС равна, соответственно, 1,33; 1,67; 1,5 нарушениям в среднем на один энергоблок в год);

- основными коренными причинами нарушений в работе являются недостатки организации эксплуатации и недостаточная подготовленность персонала.

За исключением редакционных замечаний (8.1-1), (8.1-2) данного раздела настоящего Экспертного заключения, структура и содержание раздела 6.2.4 [32] соответствует рекомендациям п. 2.7.2.4 РБ-001-05.

Оценка эффективности защитных барьеров и надёжности систем безопасности энергоблока

В п. 6.2.5.1 «Оценка эффективности 1-го и 2-го защитных барьеров» [32] приведена информация о герметичности твэлов (благодаря особенностям конструкции твэлов энергоблока № 2 Билибинской АЭС, отличие $W_{от}$ (средний за топливную кампанию поток отказов ТВС), $W_{нг}$ (средний за топливную кампанию поток разгерметизаций ТВС) от нуля, характеризуется, как проектная («мокрая») авария с истечением теплоносителя с фрагментами топливной композиции в кладку реактора). Расчёт проведен в соответствии с положениями Приложения «В.5» к СТО 1.1.1.04.001.0143-2015. В п. 6.2.5.1 ОУОБ [32] и разделе 2.1 годового отчёта [8д] приведены данные о порядке проведения непрерывного и периодического контроля наружных оболочек твэлов, а также об оперативном контроле общей активности азота в газовом контуре. За время эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС $W_{от}$ и $W_{нг}$ были равны нулю, что позволяет говорить о надёжности эксплуатации топлива энергоблока № 2 Билибинской АЭС.

В п. 6.2.5.2 «Оценка эффективности третьего защитного барьера» ОУОБ [32] представлена информация о герметичности контура теплоносителя реактора (в соответствии с требованиями Приложения «Г» к СТО 1.1.1.04.001.0143-2015 рассчитан коэффициент негерметичности первого контура ($K_{н1}$ – средний параметр разгерметизации). В 2017 году на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС коэффициент $K_{н1}$ был равен нулю.

В п. 6.2.5.3 ОУОБ [32] приведена информация о состоянии системы герметичного ограждения энергоблока № 2 Билибинской АЭС, как четвёртого защитного барьера. Этот раздел в годовом отчёте [8д] не заполнялся в связи с отсутствием СГО на энергоблоках Билибинской АЭС.

В подразделе 6.2.5.4 «Надёжность систем безопасности» ОУОБ [32] приведены значения показателей надёжности систем безопасности (Кнсуз (коэффициент неготовности системы управления и защиты), Кнсб (коэффициент неготовности систем безопасности), расчёт которого производился в соответствии с положениями Приложений «Д.1» - «Д.3» к СТО 1.1.1.04.001.0143-2015. Эти отказы не приводили к невыполнению функций безопасности системами безопасности и Кнсуз (Кнсб)=0 [32]. Кнсуз и Кнсб энергоблока № 2 Билибинской АЭС в 2017 году имели меньшие значения, чем у энергоблоков Смоленской АЭС, Ленинградской АЭС и Курской АЭС с канальными реакторами.

Информация, представленная в подразделе 6.2.5 ОУОБ [32] за 2017 год, соответствует рекомендациям п. 2.7.2.5 РБ-001-05 и информации, приведенной в разделе 3 годового отчета [8д].

Учёт опыта эксплуатации

В разделе 6.2.6 ОУОБ [32] приведены сведения об учёте опыта эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС, включающие в себя:

- отбор и анализ информации об опыте эксплуатации на станционном уровне;
- хранение информации об опыте эксплуатации;
- распространение и обмен информацией об опыте эксплуатации;
- внедрение системы обратной связи для обмена опытом эксплуатации на отраслевом и станционном уровнях;
- оценка результативности и эффективности системы анализа и

использования опыта эксплуатации (постоянная и периодическая самооценка, проверки эксплуатирующей организацией и сторонними организациями);

- критерии оценки результативности анализа и использования ОЭ по различным направлениям («Показатели работы АС», «Нарушения в работе АС», «Отказы и дефекты оборудования АС», «Надёжность ядерного топлива», «Техническое обслуживание и ремонт», «Управление ресурсными характеристиками», «Ядерная безопасность», «Радиационная безопасность», «Пожарная безопасность», «Промышленная безопасность», «Химическая технология», «Обращение с радиоактивными отходами», «Вывод энергоблоков АС из эксплуатации», «Положительная практика»).

Приведена информация о порядке распространения внешней и внутренней положительной практики по результатам партнерских проверок АС, проводимых ВАО АЭС, который организован в соответствии с положениями, установленными в СТО 1.1.1.01.002.0646-2012.

Структура и состав сведений, представленных в разделе 6.2.6 ОУОБ [32], соответствует п. 2.7.2.6 РБ-001-05.

Извещением [73] в Приложение 7 к ОУОБ [32] внесён раздел 7.1.11 «Анализ опыта эксплуатации». В указанном разделе приведены общие принципы функционирования:

- системы сбора, обработки и учета эксплуатационных данных;
- процессов учёта опыта эксплуатации.

Представленные в Извещении [73] сведения отражают выводы главы 6 ОУОБ [32].

Редакционные замечания

Утверждение Заявителя о том, что «происшествий и неисправностей, которые приводили к нарушению пределов и условий безопасной эксплуатации за период представления отчётов (1990 – 2017 г.), отмечено не было» [32], неверно. Это подтверждается информацией, приведенной на стр. 6.2.4-1 ОУОБ [32], в соответствии с которой в 2002 году имело место нарушение предела безопасной эксплуатации по газовой неплотности ТВЭЛОВ (нарушение в работе 2БИЛ-П06-03-08-02). В соответствии с табл. 1 Приложения 2 к Технологическому регламенту, действовавшему на момент нарушения в работе (в п. 22 таблицы Б.1 Приложения «Б» к Технологическому регламенту энергоблока № 2 Билибинской АЭС [2]), предел безопасной эксплуатации при газовой неплотности ТВЭЛОВ определяется как не более чем пятидесятикратное превышение активности над фоновым значением для любой ТВС. **(8.1-1)**

В подразделе 6.2.4 ОУОБ [32] отсутствует информация о количестве нарушений в работе энергоблока № 2 Билибинской АЭС. **(8.1-2)**

В подразделе 6.2.2 «Контроль работоспособности и состояния систем и оборудования» [32] не представлены результаты анализа периодического контроля работоспособности и состояния систем и оборудования, важных для безопасности (несоответствие рекомендациям п. 2.7.2.2.1 РБ-001-05). **(8.1-3)**

В подразделе 6.2.2 «Контроль работоспособности и состояния систем и оборудования» ОУОБ [32] не представлены результаты испытаний систем и оборудования, имеющих ограниченный ресурс (несоответствие рекомендациям п. 2.7.2.2.1 РБ-001-05). **(8.1-4)**

В пункте 6.2.2.7.2 «Результаты технического обслуживания и ремонта» [32] указано, что за период 2012 – 2017 гг. были зафиксированы три нарушения в работе оборудования систем, важных для безопасности энергоблоков № 1 – 4 Билибинской АЭС, обусловленных недостатками в их

техническом обслуживании и ремонте, учитываемых в соответствии с требованиями НП-004-08. В то же время, в таблице 6.2.2.7.1.2 «Эксплуатационная информация качества технического обслуживания и ремонта оборудования систем, важных для безопасности, для энергоблока № 2 Билибинской АЭС за период с 2012 по 2017 годы» [32] указаны два события, не расследованные в соответствии с требованиями НП-004-08, а именно 2БИЛ-Ц19-014-02-12/ЦЦР, 2БИЛ-Ц19-003-04-16/РТЦ. **(8.1-5)**

8.2. Оценка мероприятий по повышению уровня безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС на период повторного дополнительного срока эксплуатации

Как указано в п. 7.1.1.2 ОУОБ [32], в процессе эксплуатации энергоблоков Билибинской АЭС, в связи с совершенствованием нормативной базы и на основе опыта эксплуатации, постоянно проводилась модернизация и замена оборудования с целью повышения уровня безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС, компенсации имеющихся несоответствий требованиям современных нормативных документов в области использования атомной энергии. К числу наиболее важных мероприятий по модернизации энергоблока № 2 Билибинской АЭС [32] можно отнести следующее:

- шеститрубные каналы СУЗ были заменены на четырёхтрубные, что уменьшило ввод положительной реактивности при аварийном опорожнении каналов СУЗ;
- десять приводов стержней РР были заменены на приводы с электромагнитными муфтами и подключены к системе АЗ, что обеспечивает ввод стержней в активную зону под действием их веса при обесточивании и компенсацию (вместе с восемью стержнями АЗ) всех положительных эффектов реактивности при остановках с расхолаживанием РУ;

- осуществлён перевод всех реакторов на оксидное топливо, допускающее большую глубину выгорания и имеющее меньший выход продуктов деления при разгерметизации ТВЭЛОВ;
- введены дополнительные сигналы АЗ (снижение расхода по петлям ОЦК, «мокрая авария», повышение давления в боксе барабана-сепаратора);
- внедрена система регистрации аварийных событий;
- повышена надёжность четвёртого физического барьера (ОЦК) путём раскрепления его крупных трубопроводов, что снижает вероятность их разрывов и дальнейшее разрушение реактивными силами от истечения теплоносителя;
- установлен пятый обратимый дизель-генератор в связи с периодическими отказами ОДГ;
- заменены ДГ-1, 2, 3;
- заменены НОС;
- установлены новые ГПК (три вместо двух по проекту);
- реконструированы бассейны выдержки № 1, № 2, № 3 с увеличением вместимости и введён в эксплуатацию БВ-4 (заполнение всех бассейнов выдержки ОТВС, по оценке Заявителя [32], произойдёт к 2023 г.).

Тем не менее, как указано в п. 7.1.2 [32], для энергоблоков Билибинской АЭС актуальными остаются проблемы безопасности, требующие плановой реализации компенсирующих мер, которые рассмотрены в разделе 1.2.2 настоящего Экспертного заключения.

Как указано в разделе 7.2 ОУОБ [32], мероприятия по устранению несоответствий требованиям НД, определены в Программе работ по

устранению несоответствий энергоблоков Билибинской АЭС требованиям действующих нормативных документов по безопасности АС [11].

Для несоответствий требованиям действующих НД, устранение которых технически невыполнимо или требует значительных финансовых затрат и является экономически нецелесообразным, предусмотрена разработка компенсирующих мероприятий или организационно-технических мероприятий, приводящих к снижению дефицита безопасности до приемлемого уровня. Эти мероприятия определены в Программе работ по внедрению мероприятий, компенсирующих несоответствие энергоблоков Билибинской АЭС требованиям действующих нормативных документов по безопасности АС [12].

Как указано в п. 7.3 [32], для повышения противоаварийной готовности персонала и площадки Билибинской АЭС предусмотрены и реализуются различного рода технические мероприятия и противоаварийные тренировки оперативного персонала с задействованием всех имеющихся противоаварийных мобильных средств.

Также, вследствие того, что в настоящее время энергоблок № 1 Билибинской АЭС остановлен для подготовки к выводу из эксплуатации, топливо из активной зоны реактора выгружено и ОЦК осушен, выполнение функций безопасности по охлаждению РУ в условиях аварии с потерей теплоносителя для указанного энергоблока неактуально. Поэтому Заявителем предполагается [32] подключить САППВ энергоблока № 1 для нужд энергоблока № 2 Билибинской АЭС. В связи с указанной модернизацией на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС система аварийной подачи воды в реактор будет иметь два канала, что снижает влияние на безопасность несоответствий требованиям НП-001-15 и НП-082-07 в части отсутствия резервирования каналов подачи воды для аварийного охлаждения реактора.

По результатам экспертизы замечаний нет.

8.3. Оценка выполнения программы подготовки энергоблока № 2 Билибинской АЭС к повторному дополнительному сроку эксплуатации

В связи с имеющимися проблемами ввода замещающих электрических мощностей в Чаун-Билибинском энергоузле и строительства источника теплоснабжения в г. Билибино были проведены дополнительные работы по подготовке к продлению энергоблоков № 2, 3, 4 Билибинской АЭС. В связи с требованиями п. 6 НП-017-18 Заявителем была подготовлена Программа подготовки энергоблока № 2 Билибинской АЭС к дополнительному сроку эксплуатации [21]. По результатам выполнения данной Программы [21] Заявителем разработан отчёт о выполнении работ по подготовке энергоблока № 2 Билибинской АЭС к продолжению эксплуатации сверх 45 лет [22]. По результатам комплексного обследования [24] и результатам работ по управлению ресурсными характеристиками элементов энергоблока № 2 Билибинской АЭС был сформирован перечень планируемых к замене элементов, который включал в себя только замену оборудования системы водоснабжения, водоподготовки и отопления (хозяйственно-питьевые насосы, насосы-дозаторы гипохлорита, насосы раствора соли, дренажные насосы плотины, насосы подачи сырой воды) со сроком выполнения до 2021 года.

Для незаменяемых/невосстанавливаемых элементов, ресурсные характеристики которых не были определены и обоснованы в рамках комплексного обследования энергоблока № 2 Билибинской АЭС, Программой [21] были предусмотрены дополнительные работы с привлечением соответствующих специализированных организаций по оценке технического состояния и остаточного ресурса. Отчёт о выполнении данных работ представлен в Приложении 4 к [22]. Анализ представленной Заявителем информации свидетельствует о выполнении всего перечня работ, запланированных Программой [21]. По результатам комплексного

обследования Заявителем были разработаны заключения и технические решения (решения) об оценке технического состояния в соответствии с требованиями пп. 38, 39 НП-096-15.

В целях обоснования прочности элементов незаменимого оборудования РУ ЭГП-6, были проведены исследования металла и сварных соединений металлоконструкций РУ и ББЗ энергоблока № 1 Билибинской АЭС, остановленного для вывода из эксплуатации, с целью продления эксплуатации энергоблоков № 2, 3, 4 Билибинской АЭС до 2025 года. Отчёт о выполнении представлен в Приложении 5 к [22]. Представленная информация была рассмотрена в разделах 5.2 и 10 настоящего Экспертного заключения.

План мероприятий по устранению недостатков и нарушений, выявленных в результате обследования зданий, сооружений и строительных конструкции представлен в Приложении 6 к [22]. Представленная информация была рассмотрена в вопросе 5.1 настоящего Экспертного заключения.

Для выполнения работ, предусмотренных разделами 5, 6 Программы [21], и в соответствии с требованиями пп. 6, 15 НП-017-18, Заявителем был актуализирован Отчёт по углубленной оценке безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС [32].

В соответствии с разделами 4, 5, 6 Программы [21] и требованиями пп. 6, 42 НП-017-18, а также с учётом результатов оценки технического состояния и остаточного ресурса элементов и систем, Заявитель разработал новую или откорректировал действующую эксплуатационную документацию.

Эксплуатирующей организацией представлен утверждённый в установленном порядке Акт № 1.2.2.14.999.025-2019 о готовности энергоблока № 2 Билибинской АЭС к продлению срока эксплуатации после

завершения работ по подготовке к эксплуатации в период повторного дополнительного срока (соответствие требованиям п. 43 НП-017-18).

По результатам экспертизы замечаний нет.

8.4. Обобщённая оценка безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период повторного дополнительного срока эксплуатации

В главе 8 ОУОБ [32] приведены результаты обобщенной оценки безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС, которые включают в себя:

- выводы о выполнении требований и целей безопасности, установленных концепцией безопасности энергоблока;
- выводы о принятии и выполнении мероприятий, вытекающих из опыта эксплуатации;
- выводы о готовности к ослаблению последствий проектных и запроектных аварий;
- выводы о безопасности энергоблока при последующей эксплуатации с учётом реализации запланированных мероприятий по повышению безопасности.

Согласно главе 8 ОУОБ [32], основными для энергоблоков Билибинской АЭС, включая энергоблок № 2, остаются следующие проблемы безопасности:

- проблемы в области обращения с РАО (отсутствие на площадке Билибинской АЭС технологий переработки и кондиционирования РАО);
- влияние «человеческого фактора» при существующем дефиците персонала;
- отсутствие мероприятий, направленных на подготовку энергоблоков Билибинской АЭС к выводу из эксплуатации.

На основании результатов рассмотрения ОУОБ энергоблока № 2 Билибинской АЭС [32] в рамках настоящего Экспертного заключения также следует отметить следующие проблемы:

- не корректно выполнены оценки кренов и осадок строительных конструкций зданий и сооружения Билибинской АЭС I и II категории ответственности за ядерную и радиационную безопасности по ПиН АЭ-5.6, что указано в разделе 2.6 настоящего Экспертного заключения;
- не обоснована водородная взрывобезопасность при запроектных авариях (несоответствие требованиям п. 2.1(в) НП-040-02), что отмечено в разделе 6.3.5 настоящего Экспертного заключения.

Результаты анализа несоответствий энергоблоков Билибинской АЭС требованиям действующих НД, приведенные в Приложении 2 к ОУОБ [32], показали, что все несоответствия имеют категории значимости «незначительная» или «низкая». Заложенные в проекте реакторных установок ЭГП-6 свойства внутренней самозащищённости позволяют избежать тяжёлых радиационных последствий проектных и запроектных аварий, при которых требуется укрытие населения в начальный период протекания. Оценка радиационных последствий проектных и запроектных аварий выполнена в разделе 6.5 настоящего Экспертного заключения, по результатам которой был сделан вывод о её соответствии требованиям федеральных норм и правил. Категория значимости проблем безопасности, оцененная на основании анализа несоответствий энергоблока № 2 Билибинской АЭС [32], не требует реализации компенсирующих мер в срочном, неотложном порядке. То есть, эксплуатация энергоблоков Билибинской АЭС может быть продолжена при реализации компенсирующих мер в плановом порядке.

В ОУОБ [32] проанализировано состояние оборудования, элементов, строительных конструкций и систем, важных для безопасности. Заявителем

определено, что оборудование, элементы и строительные конструкции поддерживаются в исправном и работоспособном состоянии, что обеспечивает их проектное функционирование, о чём свидетельствуют выводы разделов 4 и 5 настоящего Экспертного заключения.

Согласно ОУОБ [32], в системах безопасности энергоблоков Билибинской АЭС заложен принцип использования пассивных устройств. Использование пассивного принципа действия существенно повышает надёжность систем безопасности. Применение пассивного принципа действия предусмотрено при реализации введения рабочих органов АЗ и рабочих органов с приводами РС-АЗ, которое осуществляется под действием силы тяжести, также этот принцип реализован в системе аварийного отвода тепла, а именно теплоотвод происходит за счёт естественной циркуляции теплоносителя в ОЦК. Также, для энергоблока № 2 Билибинской АЭС при проведении детерминистического анализа в ОУОБ [32] показано, что при выходе из строя контура естественной циркуляции вследствие разрыва трубопроводов и отказе АСПОВ теплоотвод будет осуществляться системой охлаждения каналов СУЗ, которого достаточно для безопасного расхолаживания РУ.

При рассмотрении возможных путей протекания аварий в рамках анализа ЗПА с полным обесточиванием энергоблоков при реализации мероприятий по повышению устойчивости Билибинской АЭС к экстремальным внешним воздействиям после аварии на АЭС Фукусима-1 был реализован принцип разнообразия в системах безопасности. В частности, предусмотрены различные средства подачи охлаждающей воды для обеспечения теплоотвода от реактора. Помимо штатных насосов (ПЭН, АПЭН, НОС, НРО, НАЗ) предусмотрено дополнительное мобильное оборудование – передвижные дизельные насосные установки и мотопомпы, пожарные машины.

Заявителем приняты меры по увеличению надёжности электроснабжения с помощью внедрения дополнительных автономных передвижных дизель-генераторных установок ПДГУ-2,0 МВт и ПДГУ-0,2 МВт.

После останова энергоблока № 1 Билибинской АЭС для подготовки к выводу из эксплуатации, АПЭН-1 САППВ энергоблока № 1 остаётся в работе для резервирования АПЭН-2 энергоблока № 2. Для этого схема управления насосом АПЭН-1 реконструируется для обеспечения функционирования в составе САППВ энергоблока № 2. Насосы АПЭН-1 и АПЭН-2 взаимозаменяемые, один из насосов – рабочий, второй – резервный. Согласно главе 4 ОУОБ [32], для обеспечения работы АПЭН-1 в составе САППВ энергоблока № 2 Билибинской АЭС выполнено отключение его всасывающего трубопровода от осушенного контура СПВ энергоблока № 1. Таким образом, Заявителем обеспечено резервирование АПЭН в составе САППВ энергоблока № 2 Билибинской АЭС.

В связи с окончательным остановом энергоблока № 1 Билибинской АЭС для вывода из эксплуатации, система ЛМА обеспечивает локализацию аварии только для энергоблока № 2, что также повышает безопасность эксплуатации энергоблока № 2 в период повторного дополнительного срока и устраняет несоответствие требованиям п. 3.1.13 НП-001-15 в части системы локализации аварии.

При проведении детерминистического анализа безопасности в главе 5 ОУОБ [32], для определения значимости радиационных последствий аварий, в результате которых происходит разрушение оболочек ТВЭЛов (второго физического барьера) и системы локализации (четвёртого барьера безопасности), и выход продуктов деления за пределы строительных конструкций главного корпуса, были использованы результаты расчётного исследования развития аварии, связанной с самоходом стержней

автоматических регуляторов и несрабатыванием аварийной защиты. Анализ протекания данной аварии подробно рассмотрен в главе 4 и Приложении 4 к ОУОБ [32] и проанализирован в главе 6 настоящего Экспертного заключения. На основании результатов анализа аварии Заявителем сделан вывод [32], что критерии оценки радиационных последствий, установленные в п. 5.24 СП АС-03, выполняются.

Проведенный анализ показал [32], что в соответствии с определением таблицы 6.4 РБ-028-04, радиационные последствия всех типов аварий относятся к категории «значительные», то есть не превышают значений, установленных для проектных аварий. Заявителем установлено [32], что дозы облучения и радиоактивное загрязнение окружающей среды при проектных авариях не требуют проведения защитных мероприятий на границе санитарно-защитной зоны и за её пределами в соответствии с критериями, установленными НРБ-99/2009.

С 2010 года увеличилось количество ячеек графитовой кладки, для которых проводится измерение параметра кривизны колонн во время ППР. С 2012 года на реакторах Билибинской АЭС начал проводиться контроль кривизны во всех перегружаемых ячейках. Методика оценки ресурса графитовой кладки реакторов ЭГП-6 Билибинской АЭС (МТ 1.2.3.06.0127-2012) устанавливает предельно допустимое значение стрелы прогиба графитовой колонны, равное 33 мм. Согласно оценкам [32], значения выполненных измерений кривизны ячеек графитовой кладки энергоблока № 2 Билибинской АЭС находятся значительно ниже допустимого значения. Анализ величин искривления ячеек графитовой кладки и динамики их изменения позволяет сделать вывод о непревышении установленного предела отклонения от вертикали (33 мм) на протяжении эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС в повторный дополнительный период. Обоснование ресурса и продления срока службы графитовой кладки реактора энергоблока № 2 Билибинской АЭС в

дополнительный период проанализировано в разделах 5.3 и 5.7 настоящего Экспертного заключения, по результатам анализ сделаны положительные выводы и возможности продления эксплуатации до конца 2025 года.

Заявителем была проделана большая работа по обоснованию ресурса основного оборудования энергоблока № 2 Билибинской АЭС [24], по результатам которой был сделан вывод о том, что элементы и системы энергоблока находятся в удовлетворительном состоянии, и эксплуатация может быть продолжена. Следует особо отметить, что основным фактором, влияющим на решение о возможности эксплуатации РУ с ЭГП-6, является состояние металлоконструкций реактора и ББЗ. В связи с этим, Заявителем были выполнены дополнительные исследования с целью обоснования продления срока эксплуатации энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС. На основании результатов исследования образцов металла, вырезанного из металлоконструкций остановленного энергоблока № 1 Билибинской АЭС, показано, что состояние МК РУ и ББЗ не препятствует продлению сроков эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС до 2025 года. Оценка обоснования продления срока службы и ресурса металлоконструкций выполнена в главе 10 настоящего Экспертного заключения.

Заявителем выполнено обоснование безопасности обращения с ОЯТ в период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС до 2025 г. Ранее Заявителем было обосновано безопасное обращение с ОЯТ до 2021 года, включительно. Данное обоснование было рассмотрено в рамках Экспертного заключения при продлении срока эксплуатации энергоблока № 4 Билибинской АЭС [11д]. Согласно отчёту [24], в случае принятия решения о дополнительном продлении срока эксплуатации энергоблоков № 2÷4 Билибинской АЭС до 2025 года (включительно) и остановленном энергоблоке № 1 в период до декабря 2018 года, необходимо решить проблему размещения ОЯТ, которое образуется в этот период, т.е. предусмотреть не менее 550 мест хранения. Это

потребуется сооружения дополнительного бассейна выдержки, либо отдельного хранилища отработавшего ядерного топлива.

Согласно результатам ВАБ [32], значение ЧПЗ для внутренних исходных при работе энергоблока на мощности составляет $2,25\text{E-}06$ 1/год, что ниже суммарной вероятности тяжёлой аварии на интервале в один год, установленной в п. 1.2.17 НП-001-15 и значительно ниже целевого ориентира для ЧПЗ, предложенного МАГАТЭ для действующих и давно эксплуатируемых АЭС ($1,0\text{E-}04$ 1/год – рекомендовано в докладе INSAG-12 международной консультативной группой по ядерной безопасности МАГАТЭ).

Редакционные замечания

В ОУОБ [32] указано, что помимо штатных систем подачи воды для аварийного охлаждения РУ предусмотрены дополнительные насосы ДАППВ. Однако данная система на Билибинской АЭС ещё не реализована, и указывать её в качестве резервирующего канала системы АППВ неправомерно. **(8.4-1)**

В главе 8 ОУОБ [32] приведены устаревшая информация о выполненной модернизации в части внедрения спецсистем с использованием мобильного оборудования для смягчения последствий ЗПА и не указаны меры по подключению оборудования остановленного энергоблока № 1 к системам энергоблока № 2 в части резервирования АПЭН. **(8.4-2)**

В главе 8 ОУОБ [32] не актуализированы результаты ВАБ-1, выполненного для энергоблока № 2 Билибинской АЭС, которые представлены в Приложении 3 к ОУОБ [32], и не приведены выводы по результатам выполнения ВАБ-2. **(8.4-3)**

Выводы и предложения по разделу 8

1. Организация учёта опыта эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС [32] соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии. Принятый Заявителем порядок расследования и учёта нарушений в работе энергоблока № 2 Билибинской АЭС, произошедших за шесть лет эксплуатации (2012 – 2017 годы), соответствует требованиям НП-004-08. Корректирующие меры, принятые Заявителем по результатам расследования нарушений в работе энергоблока и направленные на недопущение повторения аналогичных событий, достаточны.
2. Мероприятия по повышению уровня безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС на период повторного дополнительного срока эксплуатации [32] соответствуют требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.
3. Анализ результатов обобщённой оценки безопасности энергоблока, представленных в ОУОБ [32], показал, что, несмотря на имеющиеся несоответствия требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии, безопасность эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период повторного дополнительного срока является обоснованной до 31.12.2025.
4. Программа подготовки энергоблока № 2 Билибинской АЭС к повторному дополнительному сроку эксплуатации [21] выполнена в полном объёме.
5. Заявителю предлагается учесть редакционные замечания данного раздела настоящего Экспертного заключения.

9. Оценка транспортно-технологической системы с временным хранилищем для ТУК и с сооружением узла по подготовке ОЯТ к вывозу с площадки на Билибинской АЭС

9.1. Текущее состояние с обращением с ОЯТ на площадке АЭС

Энергоблоки № 1 – № 4 Билибинской АЭС введены в эксплуатацию в 1974-1977 годах, проектный срок их службы составлял 30 лет. В результате выполненных работ по продлению сроков эксплуатации энергоблоков с реакторами ЭГП-6 Билибинской АЭС срок эксплуатации продлен до 2018 – 2021 гг. [22д]. Энергоблок № 1 Билибинской АЭС окончательно остановлен 23 марта 2018 г. для подготовки к выводу из эксплуатации, в начале мая 2018 года была завершена выгрузка ОТВС из активной зоны реактора в бассейн выдержки.

Проектом Билибинской АЭС предусмотрены четыре бассейна выдержки для отработавшего ядерного топлива. ОЯТ в БВ размещается в специализированных пеналах из нержавеющей стали, которые в свою очередь расположены в гнездах выдержки. В настоящее время два бассейна выдержки (БВ-1 и БВ-2), в которых размещено ОЯТ с наибольшим временем выдержки, полностью заполнены и осушены. ОТВС из эксплуатируемых реакторов размещаются на мокрое хранение в БВ-3 и БВ-4 [32, 23д, 24д]. При этом транспортирование ОЯТ за пределы площадки АЭС не осуществляется, и весь накопленный объём ОЯТ хранится в БВ. Следует отметить, что к настоящему времени БВ-3 практически полностью заполнен (70 свободных мест по состоянию на конец 2018 года), БВ-4 заполнен менее чем на половину (около 1100 свободных мест на конец 2018 года).

В настоящее время, в связи с необходимостью обеспечения устойчивого снабжения потребителей в Чаун-Билибинском энергоузле электрической и тепловой энергией, на период до планируемого введения замещающих мощностей в качестве целевого срока завершения эксплуатации энергоблоков

№ 2 – № 4 Билибинской АЭС в режиме работы на мощности Решением ГК «Росатом» № Р1.2.2.06.001.0600-2018 [41] определен август 2023 года.

При продолжении эксплуатации энергоблоков № 2 – № 4 Билибинской АЭС в режиме работы на мощности после 2021 года с учётом количества ОТВС, которые будут выгружены из активных зон, возникнет дефицит свободных мест в имеющихся бассейнах выдержки, что не позволит обеспечить полную выгрузку активных зон трёх эксплуатируемых реакторов.

С целью освобождения мест в БВ Билибинской АЭС принято решение о создании транспортно-технологической системы и сооружения узла по подготовке ОЯТ к вывозу с временным хранилищем для ТУК с ОЯТ на Билибинской АЭС [41], которые должны быть спроектированы, сооружены и введены в эксплуатацию к 2025 году. Анализ транспортно-технологической схемы обращения с ОЯТ и обоснования безопасности при эксплуатации Билибинской АЭС с отступлениями от требований представлен в разделах 9.2 и 9.3 настоящего Экспертного заключения.

9.2. Разработанная схема по обращению с ОЯТ на площадке АЭС

В связи с тем, что, согласно Решению [41], в период после II квартала 2021 года и до момента освобождения достаточного места в БВ на Билибинской АЭС будет наблюдаться дефицит свободного места в БВ для обеспечения полной выгрузки активных зон всех реакторов, Заявителем разработана схема по обращению с ОЯТ на площадке Билибинской АЭС (далее – схема [42]). Разработанная на Билибинской АЭС схема [42] носит общий характер и устанавливает перечень технологических операций по обращению с ОЯТ и порядок их выполнения, в том числе операции по:

- размещению ВТУК в гнезде загрузки в технологическом пространстве шахты реакторной установки;
- извлечению ОТВС из БВ;

- загрузке ОТВС в ВТУК;
- перегрузке ВТУК на транспортную платформу.

Представленные в [42] основные операции по обращению с ОЯТ направлены на создание системы обращения с ОЯТ на Билибинской АЭС и на выполнение требований п. 2.1.1 НП-061-05.

9.3. Безопасность обращения с ОЯТ на площадке АЭС при наличии отступлений от требований федеральных норм и правил в области использования атомной энергии

С целью обоснования безопасности эксплуатации энергоблоков № 2 – № 4 Билибинской АЭС в режиме работы на мощности в период дополнительного срока эксплуатации Заявителем представлен отчёт [43]. Согласно Решению [41], эксплуатацию указанных энергоблоков в режиме работы на мощности планируется осуществлять до августа 2023 года.

Согласно [43], в период дополнительного срока эксплуатации все операции на энергоблоках № 2 – № 4 Билибинской АЭС будут осуществляться в соответствии с положениями действующих Технологических регламентов безопасной эксплуатации энергоблоков Билибинской АЭС [2, 25д, 26д], что соответствует требованиям п. 4.1.2 НП-001-15. С учётом вышесказанного и опыта эксплуатации реакторов ЭГП-6, в отчёте [43] приведен прогноз выгрузки ОТВС из активных зон энергоблоков и прогноз заполнения БВ Билибинской АЭС. Согласно [43], в реакторах энергоблоков № 2 – № 4 Билибинской АЭС к 2023 году не планируется эксплуатация ОТВС с календарным сроком эксплуатации восемь и более лет, что соответствует положениям Технологических регламентов [2, 25д, 26д].

В [43] отмечено, что, начиная со II квартала 2021 года, на Билибинской АЭС будет наблюдаться дефицит свободных мест для выгрузки активных зон

всех трёх реакторов, при этом будет гарантированно обеспечено достаточное место для выгрузки одной из активных зон.

Приведенная в отчёте [43] стратегия обращения с ОЯТ после окончательного останова энергоблоков Билибинской АЭС предусматривает два варианта:

- полную выгрузку ОТВС из активной зоны энергоблока № 2, частичную выгрузку ОТВС из активной зоны энергоблока № 3 и отказ от выгрузки активной зоны энергоблока № 4;
- полную выгрузку ОТВС из активной зоны энергоблока № 2 и отказ от выгрузки активных зон энергоблока № 3 и № 4.

Согласно [43], ОТВС, невыгруженные из активных зон, предполагается хранить в них до 2025 года, когда, в соответствии с Решением [41], на Билибинской АЭС должна быть реализована транспортно-технологическая схема по обращению с ОЯТ [42] и сооружено хранилище для ТУК с ОЯТ.

В [43] представлено обоснование возможности хранения ОТВС в активных зонах энергоблоков Билибинской АЭС, которое основано на опыте длительного останова энергоблока № 1 Билибинской АЭС, что соответствует требованиям п. 1.2.7 НП-001-15. Согласно отчёту [43], в период с 26 декабря 2008 по 29 октября 2010 энергоблок № 1 Билибинской АЭС находился в режиме длительного останова, при этом ТВС из активной зоны реактора не выгружались. В [43] указано, что каких-либо повреждений ТВС за данный период выявлено не было, что подтверждает возможность их безопасного хранения в активной зоне. При этом в [43] отдельно отмечено, что в ходе длительного останова энергоблока № 1 Билибинской АЭС полностью соблюдались положения Технологических регламентов [2, 25д, 26д] для холодного состояния энергоблоков. Таким образом, с целью выполнения требований п. 4.1.2 НП-001-15, данные положения также должны будут

соблюдаться после 2023 года в период хранения ОТВС в активных зонах энергоблоков Билибинской АЭС.

Представленное в [43] обоснование безопасности эксплуатации энергоблоков № 2 – № 4 Билибинской АЭС без возможности выгрузки активных зон всех реакторов в случае аварии основано на анализе возможности возникновения тяжёлой аварии. Согласно разделу 5.1 [43], оцененная суммарная вероятность возникновения тяжёлой аварии за год для одного энергоблока Билибинской АЭС составляет $3,11 \cdot 10^{-6}$, которая обоснована в ОУОБ энергоблоков Билибинской АЭС [32, 23д, 24д]. Однако представленная Заявителем оценка вероятности одновременной тяжёлой аварии на нескольких энергоблоках Билибинской АЭС [43] выполнена некорректно, так как не учитывает возникновение общего события для всех энергоблоков.

Кроме того, в [43] представлен анализ количества ТВС, которые должны быть выгружены в случае аварий, при которых не возникает необходимость осуществления полной выгрузки активной зоны. Согласно [43], при любой рассмотренной ситуации свободного места в БВ Билибинской АЭС достаточно для осуществления подобной выгрузки. Также, в соответствии с требованиями п. 2.2.8 НП-082-07, в разделе 5.3 [43] приведена оценка необходимого количества свободных мест в БВ для выгрузки негерметичных ТВС. Представленная оценка основана на опыте эксплуатации Билибинской АЭС с 1975 года, что соответствует требованиям п. 1.2.7 НП-001-15.

Следует отметить, что в отчёте [43] также представлен анализ возможности эксплуатации энергоблоков № 2 – № 4 Билибинской АЭС до 2025 года на случай задержек при вводе в эксплуатацию хранилища для ТУК с ОЯТ. Представленный в [43] прогноз выгрузки ОТВС из активных зон энергоблоков показал, что до 2025 года в БВ Билибинской АЭС также

остается запас свободного места, достаточный для осуществления полной выгрузки одной активной зоны ЭГП-6.

9.4. Оценка изменений в обоснование безопасности обращения с ОЯТ на площадке Билибинской АЭС

В отчёте [55] и Извещениях [65 – 68] о внесении изменений в ОУОБ [32] представлено дополнительное обоснование безопасности обращения с ОЯТ на площадке Билибинской АЭС. Извещением [66] в ОУОБ [32] внесена информация об организации транспортно-технологической схемы обращения с ОЯТ на Билибинской АЭС, которая включает в себя, в том числе, сведения о проведении контроля герметичности ВТУК, осуществлении радиационного контроля перед отправкой ТУК за пределы площадки Билибинской АЭС, а также о проведении дезактивации. Извещением [68] внесены в ОУОБ [32] сведения об организации эксплуатации энергоблоков Билибинской АЭС при наличии отступлений от требований п. 3.8.1 НП-001-15 и п. 4.3.3 НП-061-05 в части наличия запаса свободного места в БВ, достаточного для осуществления полной выгрузки всех трёх активных зон.

Извещениями [65, 68] внесены изменения в анализ несоответствий системы обращения с ОЯТ на Билибинской АЭС. Согласно [43, 65, 66, 68], Заявителем выявлены несоответствия требованиям п. 3.8.1 НП-001-15 и п. 4.3.3 НП-061-05 части наличия запаса свободного места в БВ, достаточного для осуществления полной выгрузки всех трёх активных зон и проведена оценка влияния данных несоответствий на безопасность энергоблоков Билибинской АЭС.

Извещением [66] в ОУОБ [32] внесена информация о том, что в случае отсутствия достаточного места в БВ для выгрузки хотя бы одной активной зоны, эксплуатация всех энергоблоков Билибинской АЭС прекращается, а хранение невыгруженных ОТВС осуществляется непосредственно в активной зоне реакторов.

Согласно отчёту [55], при тяжёлых запроектных авариях с повреждением большого количества ТВС в случае, если выполнить выгрузку активной зоны штатными средствами не представляется возможным, хранение ОЯТ предполагается осуществлять непосредственно в активной зоне. Также в отчёте [55] приведена уточнённая оценка вероятности многоблочной аварии на Билибинской АЭС, полученная по результатам ВАБ.

Редакционное замечание

В таблицах П.2.1.4.1 и 2.1.3-8 ОУОБ [32, 55, 65] не приведена информация о мерах, указанных в ИЛА [4] и РУЗА [5], позволяющих осуществлять аварийный отвод тепла от ОТВС, размещенных в активной зоне, в случае невозможности их выгрузки в БВ. **(9-1)**

Выводы и предложения по разделу 9

1. Организация обращения с ОЯТ на Билибинской АЭС [32] с учётом мероприятий, предусмотренных Решением [41], соответствует требованиям федеральным норм и правил в области использования атомной энергии. Безопасность обращения с ОЯТ на площадке Билибинской АЭС [32, 43, 55, 65 – 68] обоснована до 31.12.2025.
2. Заявителю предлагается учесть редакционное замечание, отмеченное в данном разделе настоящего Экспертного заключения

10. Прочность и работоспособность металлоконструкций энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС при их дальнейшей эксплуатации до конца 2025 г.

10.1. Статическая и циклическая прочность металлоконструкций

Методика и результаты обоснования статической и циклической прочности металлоконструкций энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС в период повторного дополнительного срока эксплуатации приведены Заявителем в документе [44]. Согласно [44], обоснование прочности и ресурса металлоконструкций реакторов ЭГП-6 выполнено с применением критериев и требований нормативных документов ПНАЭ Г-7-002-86, НП-031-01 и РД ЭО 1.1.2.05.0330-2012.

Расчёт на прочность [44] включал в себя оценку статической и циклической прочности металлоконструкций реакторов ЭГП-6 при эксплуатации их до конца 2021 г. и предварительную оценку возможности продления срока службы энергоблоков до конца 2025 г. Согласно [44], малоцикловая усталость с учётом коррозионного влияния среды была отнесена к основным механизмам деградации материалов металлоконструкций ЭГП-6, которые следует принимать во внимание при оценке остаточного ресурса.

Выбор расчётных элементов и конструктивных узлов для обоснования возможности продления срока службы металлоконструкций проводился [44] на основании материалов рабочего проекта, результатов комплекса теплогидравлических и прочностных расчётов, выполненных на стадии продления срока службы РУ ЭГП-6 энергоблока № 2 Билибинской АЭС на 15 лет сверх проектного, а также по результатам анализа отдельных аспектов, связанных с обеспечением безопасности реакторной установки в период продленного срока эксплуатации. При этом, учитывая конструктивную идентичность и сходные условия эксплуатации энергоблоков № 1 – 4

Билибинской АЭС, при выполнении анализа [44] принимались во внимание данные, полученные для энергоблоков № 1 и № 3 – 4 Билибинской АЭС.

Расчёт на прочность и оценка остаточного ресурса металлоконструкций реактора ЭГП-6 Билибинской АЭС проводилась на основании анализа состояния следующих элементов [44]:

- верхняя плита;
- нижняя плита;
- кожух с компенсатором;
- бак биологической защиты.

Так как при проектировании металлоконструкций применялись материалы (листы и электроды) по стандартам, не действующим в настоящее время, в [44] в качестве исходных свойств элементов металлоконструкций используются значения механических свойств из ПНАЭ Г-7-002-86, в которых обобщены возможные колебания по требованиям к механическим свойствам в отдельных документах системы стандартизации и приведены минимальные значения прочностных характеристик.

Согласно [44], расчёт напряжений в элементах металлоконструкций был выполнен применением аттестованного программного комплекса COSMOS/М [10д], прошедшего процедуру аттестации. Таким образом, Заявителем выполнено требование п. 1.2.9 НП-001-15 в части необходимости аттестации программных средств, используемых для обоснования безопасности.

Результаты оценок прочности элементов металлоконструкций показали следующее [44]:

- статическая прочность обеспечена, поскольку во всех расчётных точках элементов металлоконструкций напряжения меньше допускаемых ПНАЭ Г-7-002-86 значений;

- циклическая прочность обеспечена, поскольку во всех расчётных точках элементов металлоконструкций значение накопленного повреждения металла не превысит установленного ПНАЭ Г-7-002-86 и РД ЭО 1.1.2.05.0330-2012 предельного значения, равного единице.

На основании этого Заявителем сделан вывод [44], что статическая и циклическая прочность металлоконструкций реакторов ЭПП-6 энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС при эксплуатации до конца 2025 г. обеспечивается.

Рекомендация

При обосновании возможности продления срока эксплуатации металлоконструкций РУ энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС рекомендуется исходить из результатов выполнения программы управления ресурсом [26]. **(10.1-1)**

10.2. Сопротивление металлоконструкций хрупкому разрушению

Оценка сопротивления хрупкому разрушению материалов металлоконструкций энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС в период повторного дополнительного срока эксплуатации приведена Заявителем в разделе 6 [44]. Согласно подразделу 6.1 [44], оценка сопротивления хрупкому разрушению металлоконструкций реакторов ЭПП-6 выполнена с применением критериев и требований нормативных документов ПНАЭ Г-7-002-86, НП-031-01, РД ЭО 1.1.2.05.0330-2012.

В [44] приведены результаты расчётов на сопротивление хрупкому разрушению, выполненных в соответствии с «Методикой расчёта на сопротивление хрупкому разрушению и оценки остаточного ресурса верхней и нижней плит реактора РУ ЭПП-6 Билибинской АЭС», согласно которой критерием инициирования хрупкого разрушения является δ_c – критическое раскрытие в вершине расчетной трещины (п. 6.1.6 [44]). Согласно [44], радиационное охрупчивание в результате нейтронного облучения является

основным механизмом снижения сопротивления хрупкому разрушению материалов металлоконструкций, которое следует принимать во внимание при оценке остаточного ресурса ЭГП-6.

Выбор расчётных элементов и конструктивных узлов для обоснования возможности продления срока службы металлоконструкций проводился в [44] на основе материалов рабочего проекта, результатов комплекса теплогидравлических и прочностных расчётов, выполненных на стадии продления срока службы РУ ЭГП-6 энергоблока № 2 Билибинской АЭС на 15 лет сверх проектного, и по результатам анализа отдельных вопросов, связанных с обеспечением безопасности реакторной установки в период продленного срока эксплуатации.

Расчёт на сопротивление хрупкому разрушению и оценка остаточного ресурса металлоконструкций реактора ЭГП-6 Билибинской АЭС проводилась на основе анализа состояния следующих элементов [44]:

- верхняя плита;
- нижняя плита.

В п. 6.1.7 [44] приведены максимальные расчётные значения флюенсов нейтронов на этих элементах металлоконструкций за 45 лет эксплуатации энергоблоков. Так как при проектировании металлоконструкций применялись материалы (листы и электроды) по стандартам, не действующим в настоящее время, в [44] в качестве исходных свойств элементов металлоконструкций используются значения механических свойств из ПНАЭ Г-7-002-86, в которых обобщены возможные колебания по требованиям к механическим свойствам в отдельных документах системы стандартизации и приведены минимальные значения прочностных характеристик. Кроме того, согласно п. 6.2.1 [44], в расчётах использовались данные по механическим свойствам материалов нижней и верхней плит,

приведенные в отчётах ЦНИИ КМ «Прометей», на которые в [44] приведены ссылки.

Представленные в подразделе 6.2 [44] результаты оценок сопротивления элементов металлоконструкций хрупкому разрушению показали следующее:

- при НЭ для расчётных дефектов в основном металле и металле сварного шва нижней и верхней плит раскрытие трещины ниже критического значения;
- при сочетании нагрузок НЭ и МРЗ для расчётных дефектов в основном металле и металле сварного шва нижней и верхней плит раскрытие трещины также ниже критического значения.

На основании этого в разделе 7 [44] сделан вывод, что сопротивление хрупкому разрушению металлоконструкций реакторов ЭГП-6 энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС при эксплуатации до конца 2025 г. обеспечивается.

Редакционные замечания

Указанное в п. 6.2.27 и таблице 6.9 [44] расчётное значение $\delta_C^{sh} = 0,073$ мм для металла сварного шва является некорректным по отношению к экспериментальному значению $\delta_C^{sh} \approx 0,035$ мм на верхнем шельфе, приведенному на рис 3.6 [44]. **(10.2-1)**

В [44] не обосновано использование в расчётах на сопротивление хрупкому разрушению экспериментальных данных, полученных при облучении образцов в исследовательском реакторе, где флукс нейтронов, воздействующих на образцы, примерно в тысячу раз выше флукса, воздействующего на металлоконструкции при эксплуатации энергоблоков. **(10.2-2)**

В отчёте [44] использован некорректный термин «оценка хрупкой прочности», должно быть «оценка сопротивления материала хрупкому разрушению». **(10.2-3)**

В п. 2.4.8 [44] использован некорректный термин «линейная механика разрушения», тогда как должно быть «механика упругопластического разрушения». **(10.2-4)**

В п. 2.6.27 [44] не указана температура облучения образцов. **(10.2-5)**

В п. 2.6.27 [44] не приведена информация о флаксах быстрых нейтронов, воздействующих на металл ББЗ в процессе эксплуатации и на образцы при облучении их в исследовательском реакторе. **(10.2-6)**

В п. 2.7.8 [44] указано, что критическое раскрытие трещины δ_C является одной из основных характеристик сопротивления металла хрупкому разрушению. Это не так, поскольку в абсолютном большинстве случаев для этой оценки используются такие характеристики стали, как критический коэффициент интенсивности напряжений K_{IC} и J-интеграл. Характеристика δ_C имеет ограниченное применение. **(10.2-7)**

Из рассмотрения рис. 3.1 [44] следует, что критериальным значением для определения T_K является уровень ударной вязкости 40 Дж/см^2 . Это неверно, поскольку в таблице 2.5 [44] указано, что $R_{p0.2}$ для исследуемых в работе материалов ниже 304 МПа. В этом случае, в соответствии с таблицей П2.1 ПНАЭ Г-7-002-86, критериальный уровень должен быть 29 Дж/см^2 . **(10.2-8)**

В соответствии с обозначением вертикальной оси на рис. 3.2 [44] представлена температурная зависимость работы разрушения образцов, а не ударной вязкости. **(10.2-9)**

Количество образцов (8 шт.), результаты испытаний которых на ударную вязкость приведены на рисунках 3.1 – 3.4 [44], меньше установленного

в п. 8.3.2 Приложения 2 к ПНАЭ 7-Г-002-86 минимального количества, равного 12 шт. **(10.2-10)**

В приведенном на стр. 8 [44] содержании документа [44] отсутствует раздел 3.3, касающийся предварительных результатов испытаний материалов нижней плиты энергоблока № 1 Билибинской АЭС. **(10.2-11)**

Приведенные в разделе 4 [44] данные по температурам эксплуатации элементов металлоконструкций расходятся с данными таблиц 2.1 и 2.2 [44]. Например, согласно таблице 2.1 [44], температура нижнего листа нижней плиты равна 100°C, согласно п. 4.5.1.3 [44] составляет 50°C. В свою очередь, температура воды в нижней плите 90°C, согласно таблице 2.1 [44], но согласно п. 4.5.1.3 [44], равна 40°C. В тексте документа [44] имеются также другие несоответствия. **(10.2-12)**

Рекомендации

Используемый в п. 3.1.2 [44] термин «предел трещиностойкости», определяемый как «параметр оценки состояния материала», рекомендуется заменить или дать пояснение, что он обозначает. **(10.2-13)**

Используемый в п. 3.1.4 [44] термин «равнопрочность» рекомендуется пояснить или исключить из текста. **(10.2-14)**

Используемые в п. 3.1.4 [44] выражения «упрочнение составило 20%, составило порядка 45 %» рекомендуется пояснить, поскольку не указана величина, по отношению к которой рассчитываются процентные изменения. **(10.2-15)**

В разделах 6 и 7 [44] рекомендуется учесть результаты испытаний образцов, вырезанных из нижней плиты энергоблока № 1 Билибинской АЭС. **(10.2-16)**

В целях исключения неоднозначной трактовки данных таблицы 5.2 [44], рекомендуется ввести в эту таблицу два дополнительных столбца, в которых

указать фактическое количество режимов эксплуатации на настоящее время и ожидаемое количество режимов на ближайшие годы эксплуатации, а количество режимов, заложенное в расчёт на прочность, привести в отдельном столбце. **(10.2-17)**

В разделе 5.5.2 [44] отмечено, что при разработке проекта ЭГП-6 толщина стенки бака биологической защиты принималась на 5 мм меньше номинального значения. Принятие такого конструктивного решения не вполне понятно, поэтому рекомендуется привести пояснения к данному конструктивному решению. **(10.2-18)**

10.3. Безопасность дальнейшей эксплуатации энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС с учётом работоспособности металлоконструкций реактора

Безопасность дальнейшей эксплуатации энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС в период повторного дополнительного срока эксплуатации во многом определяется остаточным ресурсом металлоконструкций реакторов, которые являются незаменимыми элементами. Согласно [44], обоснование прочности и ресурса металлоконструкций реакторов ЭГП-6 выполнено с применением критериев и требований нормативных документов ПНАЭ Г-7-002-86, НП-031-01, РД ЭО 1.1.2.05.0330-2012.

Расчётный анализ [44] включал в себя оценку статической и циклической прочности, оценку сопротивления хрупкому разрушению и оценку устойчивости металлоконструкций реакторов ЭГП-6 при эксплуатации их до конца 2021 г. и предварительную оценку возможности продления срока службы блоков до конца 2025 г. Оценка возможности эксплуатации энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС до конца 2025 года основана в [44] на основании предварительных результатов исследования образцов металла, отобранных из нижней плиты остановленного энергоблока № 1 Билибинской АЭС в период 2018 – 2019 гг.

Согласно [44], основными механизмами деградации материалов, использовавшихся при изготовлении металлоконструкций ЭГП-6, и которые следует принимать во внимание при оценке остаточного ресурса, являются:

- общая коррозия;
- малоцикловая усталость (с учётом коррозионного влияния среды);
- термическое старение;
- радиационное охрупчивание.

В рамках расчётного анализа [44] Заявителем проведена оценка сопротивления хрупкому разрушению нижней и верхней плит реакторов энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС при эксплуатации реакторных установок до конца 2025 г. Оценка выполнена [44] на основе предварительных результатов исследования образцов металла, отобранных от нижней плиты остановленного блока № 1 Билибинской АЭС.

Для восполнения недостающей в объёме имеющихся предварительных результатов исследований информации, а также с целью повышения достоверности оценки остаточного ресурса металлоконструкций энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС [44] дополнительно использовались результаты оценки радиационного охрупчивания материалов опорных конструкций реакторов ВВЭР-440, эксплуатирующихся в сходных условиях низкотемпературного низкопоточного облучения.

Предварительная оценка сопротивления хрупкому разрушению металлоконструкций энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС показала [44], что прочность нижних и верхних плит реакторов ЭГП-6 при эксплуатации до конца 2025 года обеспечивается.

В [44] отмечено, что окончательное заключение об остаточном ресурсе эксплуатации металлоконструкций реакторов ЭГП-6 энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС должно быть подготовлено после полного завершения

работ по исследованию металла образцов, вырезанных из нижней плиты и бака биологической защиты реактора ЭГП-6 остановленного энергоблока № 1 Билибинской АЭС.

По результатам экспертизы замечаний нет.

10.4. Оценка методологии подготовки и проведения испытаний образцов из металла НП на ударный изгиб и одноосное растяжение. Оценка результатов испытаний металла НП

Методология подготовки и проведения испытаний металла НП энергоблока № 1 Билибинской АЭС и результаты испытаний образцов на ударный изгиб и одноосное растяжение представлены в отчёте [45]. С целью обоснования возможности эксплуатации энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС на период до 2025 г. была реализована вырезка облучённого металла нижней плиты энергоблока № 1 Билибинской АЭС для оценки степени деградации стали под воздействием нейтронного облучения. Вырезка металла НП выполнялась в соответствии с Техническим решением № 1.2.2.06.001.0306-2017 от 30.05.2017 о необходимости проведения исследования и оценки остаточного ресурса НП, ББЗ реактора ЭГП-6 остановленного энергоблока № 1 для принятия решения о продлении эксплуатации энергоблоков № 2, 3, 4 Билибинской АЭС до 2025 года.

В разделе 2 [45] указано, что из металла НП вырезаны темплеты из основного металла верхнего листа (наиболее облученная часть НП) и металла сварного шва. Из-за существенной анизотропии свойств металла вследствие прокатки при изготовлении листа темплеты основного металла вырезались в двух направлениях – по нормали к сварному шву и вдоль его. Картограмма вырезки темплетов представлена на рис. 2.1 [45].

Согласно [45], оценка флюенсов нейтронов на металлоконструкциях в местах вырезки темплетов выполнялась с применением программного

комплекса ACADEM [31д], прошедшего процедуру аттестации в соответствии с требованиями п. 1.2.9 НП-001-15.

В соответствии с требованиями ПНАЭ Г-7-002-86, из темплетов были изготовлены стандартные образцы типа Шарпи для испытаний на ударный изгиб. После испытаний на ударный изгиб из половинок некоторых разрушенных образцов изготавливались образцы для испытаний на одноосное растяжение.

В разделе 4.1 [45] приведены результаты испытаний образцов на растяжение при комнатной температуре, а также при 100°C и минус 100°C. Для оценки изменения кратковременных механических свойств под облучением экспериментальные данные сравнивались с сертификационными данными на материал. Следует отметить, что все образцы показали высокие значения пластических свойств, что свидетельствует об относительно небольшом радиационном упрочнении металла в результате нейтронного облучения.

Результаты испытаний образцов Шарпи на ударный изгиб приведены в разделе 4.2 [45]. По результатам испытаний построены температурные зависимости ударной вязкости, работы разрушения, % волокна в изломе образцов и поперечного уширения, что соответствует требованиям ПНАЭ Г 7-002-86.

В отчёте [45] приведено описание используемого в работе метода определения критической температуры хрупкости материалов.

Замечания

Приведенный в отчёте [45] метод определения критической температуры хрупкости не соответствует требованиям п. 8.3.3 Приложения 2 к ПНАЭ Г-7-002-86 в части установления критериальных значений работы разрушения.

(10.4-1)

В отчёте [45] указано, что на ударный изгиб было испытано по восемь образцов каждого материала, что не соответствует количеству, установленному в п. 8.3.2 Приложения 2 к ПНАЭ Г-7-002-86, согласно которому для построения температурной зависимости работы разрушения необходимо испытывать не менее 12 образцов. **(10.4-2)**

Редакционные замечания

Из таблицы 4.1 [45] следует, что свойства основного металла в продольном относительно направления проката направлении характеризуются результатом испытания только одного образца, что не соответствует положениям п. 1.7 ГОСТ 1497-84 «Методы испытаний на растяжение», согласно которому испытания проводят не менее чем на двух образцах. **(10.4-3)**

В отчёте [45] список использованной литературы рекомендуется привести в соответствие со ссылками в тексте отчёта. **(10.4-4)**

На рис. 4.6 [45] отсутствуют результаты испытания образца при температуре 50°C. **(10.4-5)**

Рекомендации

На странице 7 [45] рекомендуется привести ссылки на научно-технические отчёты о результатах ранее проведенных исследований металлоконструкций энергоблоков Билибинской АЭС. **(10.4-6)**

Поскольку экспериментальные значения флюенса на темплатах примерно в три раза ниже расчётных значений [45], рекомендуется представить отчёты ФЭИ по оценке флюенса на темплатах и металлоконструкциях. **(10.4-7)**

10.5. Оценка сопоставления результатов испытаний металла НП после 45 лет эксплуатации и результатов испытаний металла ВП после предварительного облучения в реакторе ВВР-М

Сопоставление результатов испытаний образцов металла нижней плиты после 45 лет эксплуатации и результатов испытаний металла верхней плиты после предварительного облучения в реакторе ВВР-М представлено в документе [45]. В разделе 5 [45] указано, что ранее в рамках обоснования прочности и работоспособности металлоконструкций энергоблоков Билибинской АЭС в ЦНИИ КМ «Прометей» проводились исследования металла верхней плиты после предварительного облучения в реакторе ВВР-М. Необходимо отметить, что при облучении образцов в исследовательском реакторе ВВР-М флюкс нейтронов, воздействующих на образцы, примерно в тысячу раз превышает флюкс на металлоконструкциях реактора в процессе эксплуатации.

Согласно приведенным на рис. 5.1 [45] экспериментальным данным, значения критической температуры хрупкости на ускоренно облученных образцах верхней плиты существенно выше фактического значения T_k , определённого на образцах, вырезанных из нижней плиты. По экспертным оценкам, это обусловлено тем, что флюенс нейтронов на ускоренно облученных образцах примерно в три раза выше, чем на нижней плите реактора энергоблока № 1 Билибинской АЭС.

В разделе 5 [45] указано, что на основании данных, приведенных на рис. 5.1 [45], значение критической температуры хрупкости в исходном состоянии составляет 5°C.

Редакционное замечание

Указанное в разделе 5 [45] значение 35°C не является температурным запасом, поскольку флюенс нейтронов на ускоренно облученных образцах примерно в три раза выше, чем на нижней плите энергоблока № 1 Билибинской АЭС. (10.5-1)

Рекомендации

Рекомендуется привести обоснование принятого в отчёте [45] значения исходной критической температуры хрупкости материалов $T_{ко}=5^{\circ}\text{C}$ для основного металла (стали). (10.5-2)

Рекомендуется в разделе 5 [45] указать различия флюенса и флакса нейтронов для ускоренного облучения образцов в исследовательском реакторе ВВР-М и эксплуатационных условий металлоконструкции ЭГП-6. (10.5-3)

10.6. Оценка прогноза свойств основного металла и металла сварных соединений нижней плиты энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС на период до 2025 года

В разделе 6 [45] приведены результаты прогнозных оценок свойств основного металла нижней плиты энергоблоков № 2 – 4 до 2025 года. Указанные оценки выполнены на основе прогнозных значений флюенсов нейтронов, воздействующих на металлоконструкции в процессе эксплуатации. Прогнозные расчёты флюенса выполнены для различных значений КИУМ, а именно 0,6, 0,8 и 0,9 и приведены в таблице 6.1 [45]. Поскольку степень радиационного охрупчивания металла зависит от содержания в стали фосфора и меди, то эти характеристики металла нижней плиты приведены в табл. 6.2 [45].

Согласно [45], прогноз изменения значений критической температуры хрупкости основного металла нижней плиты энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС выполнен по трём методикам:

- прямым перерасчётом данных, полученных при испытании образцов, вырезанных из нижней плиты энергоблока № 1 Билибинской АЭС, с учётом методики для расчёта опорных конструкций корпусов ВВЭР-440;
- по методике для расчёта опорных конструкций корпусов ВВЭР-440;
- по зависимостям методики расчёта нижней плиты реактора ЭГП-6.

По экспертным оценкам, результаты расчёта по первой из использованных Заявителем методике являются наиболее представительными для прогнозной оценки свойств основного металла энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС. Прогнозируемые на срок до 2025 года сдвиги T_k и значения критической температуры хрупкости T_k основного металла нижней плиты энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС приведены в таблице 6.3 [45]. Указанные в таблице 6.3 [45] характеристики металла рассчитаны для значения КИУМ=0,6. Максимальное значение $T_k = 86^{\circ}\text{C}$ прогнозируется для нижней плиты энергоблока № 2 Билибинской АЭС.

Поскольку для металла нижней плиты прогнозируемые значения T_k ниже максимально допустимого $T_k=92^{\circ}\text{C}$, то на основании требований ПНАЭ Г-7-002-86, в заключении [45] указано, что результатами испытаний металла нижней плиты энергоблока № 1 подтверждена возможность эксплуатации металлоконструкций энергоблоков.

Редакционные замечания

В [45] не приведены прогнозные оценки свойств металла сварных соединений нижней плиты при эксплуатации до 2025 года. **(10.6-1)**

В разделе 6 [45] не приведена ссылка на техническую справку АО ГНЦ РФ ФЭИ, в которой указаны прогнозные значения флюенса нейтронов, воздействующих на нижнюю плиту реактора ЭГП-6. **(10.6-2)**

10.7. Оценка определения критической температуры хрупкости в исходном состоянии

Результаты определения критической температуры хрупкости металла в исходном состоянии нижней плиты энергоблока № 1 Билибинской АЭС представлены в документе [45]. С целью обоснования возможности эксплуатации энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС на период до 2025 г. была реализована вырезка облученного металла нижней плиты энергоблока № 1 для оценки степени деградации стали под воздействием нейтронного облучения. Вырезка металла НП выполнялась в соответствии с Техническим решением № 1.2.2.06.001.0306-2017 от 30.05.2017 о необходимости проведения исследования и оценки остаточного ресурса НП и ББЗ реактора ЭГП-6 остановленного энергоблока № 1 для принятия решения о продлении эксплуатации энергоблоков № 2, 3, 4 Билибинской АЭС до 2025 года.

В разделе 2 [45] указано, что из металла НП вырезаны темплеты основного металла верхнего листа (наиболее облученная часть НП) и металла сварного шва. Из-за существенной анизотропии свойств металла вследствие прокатки при изготовлении листа темплеты основного металла вырезались в двух направлениях – по нормали к сварному шву и вдоль него. Картограмма вырезки темплетов представлена на рис. 2.1 [45].

Согласно п. 2.3 [45], оценка флюенсов нейтронов на металлоконструкциях в местах вырезки темплетов выполнялась с применением программного комплекса ACADEM [31д], прошедшего процедуру аттестации, что соответствует требованиям п. 1.2.9 НП-001-15.

В соответствии с требованиями ПНАЭ Г-7-002-86 из темплетов были изготовлены стандартные образцы типа Шарпи для испытаний на ударный

изгиб. Для определения критической температуры хрупкости металла в исходном состоянии из края НП были вырезаны три темплета, металл которых, согласно [45], находится в состоянии, максимально близком к исходному.

Процедура изготовления из темплетов образцов типа Шарпи приведена в п. 2.2 [45]. Часть образцов Шарпи была дополнительно подвергнута термическому отжигу при 400°C в течение 6 часов.

Результаты испытаний образцов Шарпи на ударный изгиб для определения критической температуры хрупкости металла в исходном состоянии (T_k) приведены в п. 3.1.3 [45]. По результатам испытаний построены температурные зависимости ударной вязкости, работы разрушения, % волокна в изломе образцов и поперечного уширения образцов, что соответствует требованиям ПНАЭ Г 7-002-86.

В п. 3.1.2 [45] приведено описание используемого в работе метода определения критической температуры хрупкости материалов. В п. 3.1.3 [45] указано, что результаты испытаний образцов основного металла и металла сварного шва в состоянии поставки и после отжига лежат в одной полосе разброса экспериментальных значений. На основании результатов, представленных на рис. 3.12- 3.15 и в таблице 3.4 [45], сделан вывод о том, что значение T_k основного металла в исходном состоянии равно 5°C.

Редакционные замечания

В п. 3.1.2 [45] для основного металла указано, что $RT_{NDT} = 28^\circ\text{C}$, а в подразделе 4.2 [41д] для этого материала $RT_{NDT} = 31^\circ\text{C}$. **(10.7-1)**

На рис. 3.14 [45] приведены результаты испытаний основного металла, однако в подписи к рис. 3.14 указан металл сварного шва. **(10.7-2)**

В тексте п. 3.1.2 [45] для основного металла в направлении поперек проката приведено значение T_k , равное 50°C , тогда как в таблице 3.5 [45] указано 52°C . (10.7-3)

В названии таблицы 3.5 [45] некорректно указано T_k вместо T_{ko} . (10.7-4)

Рекомендация

Рекомендуется привести в отчёте [45] обоснование того, что термический отжиг при 400°C в течение 6 часов приводит металл, находившийся в эксплуатации в течение 45 лет, в исходное состояние.

(10.7-5)

10.8. Оценка результатов испытаний металла ВП на трещиностойкость

Результаты испытаний металла верхней плиты на сопротивление хрупкому разрушению приведены в разделе 4 [45]. В п. 4.1 [45] указано, что испытания металла верхней плиты выполнялись в соответствии с положениями Методики расчёта на сопротивление хрупкому разрушению и оценки остаточного ресурса верхней и нижней плит реактора РУ ЭГП-6 Билибинской АЭС, согласно которой критерием инициирования хрупкого разрушения является δ_c – критическое раскрытие в вершине расчетной трещины. На рис. 4.1 [45] представлено сопоставление результатов испытаний образцов верхней плиты в исходном и облученном состояниях с расчетной базовой зависимостью критического раскрытия трещины от температуры. Отмечено [45], что экспериментальные результаты в целом подтверждают базовую зависимость.

В п. 4.3 [45] указано, что с целью получения референсной температуры T_0 экспериментальные значения вязкости разрушения, полученные на образцах толщиной 8 мм, пересчитывались на толщину образца – 25 мм.

Значения референсной температуры в исходном состоянии для энергоблоков № 1 – 4 Билибинской АЭС приведены в таблице 4.1 [45].

Образцы металла верхней плиты были облучены в исследовательском реакторе ВВР-М, и затем, испытаны на трехточечной изгиб для определения температурных зависимостей характеристик сопротивления хрупкому разрушению, которые приведены на рис. 4.10 – 4.15 [45].

В подразделе 4.5 [45] приведена оценка корреляции между результатами испытаний образцов на ударную вязкость и на статический изгиб с определением параметров сопротивления хрупкому разрушению. Экспериментальные результаты приведены в таблице 4.6 [45], корреляционные зависимости представлены на рис. 4.16 и 4.19 [45]. По результатам анализа, выполненного в подразделе 4.5 [45], Заявителем сделан вывод о том, что повышение T_0 под облучением примерно на 10°C больше, чем повышение T_K .

Редакционные замечания

Основанное на результатах испытаний, приведенных на рис. 4.19 [45], заключение о том, что оценки изменения параметров сопротивления хрупкому разрушению металла верхней плиты по значениям T_0 и T_K примерно совпадают, является некорректным, поскольку, исходя из данных, представленных в таблице 4.6 [45], крайней правой точке на рис. 4.19 [45] должно соответствовать значение $\sim 125^\circ\text{C}$, а не $\sim 145^\circ\text{C}$. С учётом этого расхождение в оценках разными методами изменений характеристик металла под облучением является существенным, и должно быть принято во внимание для обеспечения консервативности расчётов. **(10.8-1)**

В п. 4.2 и далее по тексту отчёта [45] некорректно указано «расчёт на хрупкую прочность», следует использовать «расчёт на сопротивление хрупкому разрушению». **(10.8-2)**

В тексте отчёта [45] указано некорректное название исследовательского реактора ВВЭР-М. **(10.8-3)**

Рекомендация

Приведенные на рис. 4.17 и 4.18 [45] экспериментальные данные рекомендуется представить в подразделе 4.5 [45] в табличном виде с указанием значений флюенсов, соответствующих изменению значений T_0 . **(10.8-4)**

10.9. Прогнозирование характеристик сопротивления хрупкому разрушению металла НП до 2025 года

Прогнозирование сопротивления хрупкому разрушению металла верхней плиты до 2025 года представлено в отчёте [45] и документах [44, 41д]. В разделе 6 [44] приведены результаты прогнозных оценок свойств металла верхней плиты энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС до 2025 года. Указанные оценки выполнены на основе прогнозных значений флюенсов нейтронов, воздействующих на металлоконструкции в процессе эксплуатации. В [41д] указано, что прогнозные значения флюенса установлены на основании справки, предоставленной АО ГНЦ РФ – ФЭИ, ссылка на которую в [41д] не приведена.

Прогнозные расчёты флюенса выполнены для различных значений КИУМ, а именно 0,6; 0,8; 0,9, и приведены в табл. 6.1 [41д]. Поскольку степень радиационного охрупчивания металла зависит от содержания в стали фосфора и меди, то эти характеристики металла приведены в табл. 6.4 и 6.5 [44].

Согласно [45] прогноз изменения значений критической температуры хрупкости основного металла МК энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС выполнен по трём методикам:

- прямым перерасчётом данных, полученных при испытании образцов, вырезанных из нижней плиты энергоблока № 1 Билибинской АЭС, с учётом методики для расчёта опорных конструкций корпусов ВВЭР-440;
- по методике для расчёта опорных конструкций корпусов ВВЭР-440;
- по зависимостям методики расчёта нижней плиты реактора ЭГП-6.

Результаты расчёта по первой из трёх методик являются наиболее представительными для прогнозной оценки свойств основного металла МК энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС. В [45] указано, что поскольку флюенс нейтронов для верхней плиты более чем в два раза ниже, а температура облучения на 150°C выше, то прогнозируемая оценка сопротивления хрупкому разрушению металла нижней плиты будет консервативной по отношению к верхней плите.

Прогнозируемые на срок до 2025 года сдвиги T_k и значения критической температуры хрупкости основного металла нижней плиты энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС приведены в табл. 6.3 [45]. Указанные в табл. 6.3 [45] характеристики металла рассчитаны для значения КИУМ=0,6. Максимальное значение $T_k=86^\circ\text{C}$ прогнозируется для нижней плиты энергоблока № 2 Билибинской АЭС.

Поскольку для металла нижней плиты прогнозируемые значения T_k ниже максимально допустимого значения 92°C, то на основании подходов, изложенных в ПНАЭ Г-7-002-86, в заключении [45] указано, что результатами испытаний металла нижней плиты энергоблока № 1 подтверждена возможность эксплуатации металлоконструкций энергоблоков № 1 – 4 Билибинской АЭС до 2025 года.

Поскольку, как указано выше, оценка сопротивления хрупкому разрушению металла нижней плиты консервативна по отношению к верхней

плите, в п. 7.4 [44] указано, что прочность верхних плит реакторов ЭГП-6 при эксплуатации до конца 2025 года обеспечена.

По результатам экспертизы замечаний нет.

10.10. Оценка расчётных значений параметров сопротивления хрупкому разрушению до 2025 года

Расчётные значения характеристик сопротивления хрупкому разрушению металла нижних и верхних плит до 2025 года представлены в [44, 45, 41д]. В разделе 6 [45] приведены расчётные значения параметров сопротивления хрупкому разрушению металла нижних плит энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС до 2025 года. Указанные оценки выполнены на основании прогнозных значений флюенсов нейтронов, воздействующих на металлоконструкции в процессе эксплуатации. В [41д] указано, что прогнозные значения флюенса установлены на основании справки, предоставленной АО ГНЦ РФ – ФЭИ, ссылка на которую в [41д] не приведена. Максимальные значения флюенса на верхней и нижней плитах до 2025 года указаны в табл. 6.1 [45].

Прогнозные расчёты флюенса выполнены для значения КИУМ равного 0,85 и приведены в табл. 6.1 [45]. Поскольку степень радиационного охрупчивания металла зависит от содержания в стали фосфора и меди, то эти характеристики металла нижней плиты приведены в табл. 6.4 и 6.5 [44].

В п. 6.2.3 [41д] указано, что поскольку флюенс нейтронов для верхней плиты более чем в два раза ниже, а температура облучения на 150°C выше, то прогнозируемая оценка сопротивления хрупкому разрушению металла нижней плиты будет консервативной по отношению к верхней плите.

Прогнозируемые на срок до 2025 года сдвиги значения критической температуры хрупкости T_k основного металла нижней плиты энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС приведены в табл. 6.3 [45]. Указанные в табл. 6.3 [45] характеристики металла рассчитаны для значения КИУМ=0,85.

Максимальное значение $T_k=86\text{ }^{\circ}\text{C}$ прогнозируется для нижней плиты энергоблока № 2.

Поскольку для металла нижней плиты прогнозируемые значения T_k ниже максимально допустимого $T_k=92^{\circ}\text{C}$, то на основании подходов, изложенных в ПНАЭ Г-7-002-86, в п. 11 Заключения [45] указано, что результатами испытаний металла нижней плиты энергоблока № 1 Билибинской АЭС подтвержден радиационный ресурс металла нижней плиты при эксплуатации энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС на срок до 2025 года.

Поскольку, как указано выше, оценка сопротивления хрупкому разрушению металла нижней плиты консервативна по отношению к верхней плите, в п. 7.4 [41д] указано, что прочность верхних плит реакторов ЭГП-6 при эксплуатации до конца 2025 года также обеспечена.

По результатам экспертизы замечаний нет.

10.11. Критерии прочности и выбор элементов металлоконструкций для оценки остаточного ресурса

Вопрос о критериях прочности и выборе узлов и элементов для оценки остаточного ресурса металлоконструкций энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период повторного дополнительного срока эксплуатации приведен в разделе 3 [35.1] приложения к Решению [35].

Согласно [35.1], ввиду отсутствия каких-либо специализированных нормативных документов, регламентирующих критерии прочности и остаточного ресурса металлоконструкций реактора ЭГП-6, в качестве таковых использовались критерии ПНАЭ Г-7-002-86 с учётом рекомендаций РД ЭО 1.1.2.05.0330-2012.

На основе анализа опыта эксплуатации Заявителем установлено [35.1], что основными механизмами деградации материалов, использовавшихся при изготовлении металлоконструкций ЭГП-6, являются:

- общая коррозия;
- малоцикловая усталость (с учетом коррозионного влияния среды);
- термическое старение;
- радиационное охрупчивание.

Согласно [35.1], выбор узлов и элементов для оценки остаточного ресурса металлоконструкций проводится на основе результатов комплекса теплогидравлических и прочностных расчётов, выполненных на стадии продления срока службы РУ ЭГП-6 энергоблока № 2 Билибинской АЭС на 15 лет сверх проектного, а также по результатам анализа отдельных вопросов, связанных с обеспечением безопасности реакторной установки в период продлённого срока эксплуатации.

В [35.1] отмечено, что проблема утонения стенок несущих элементов вследствие коррозии при переназначении срока эксплуатации металлоконструкций наиболее актуальна в отношении бака биологической защиты и для нижней плиты, контактирующей в процессе эксплуатации с водой ББЗ, при этом интенсивность коррозионных процессов в нижней плите и баке ББЗ в значительной степени определяется качественным составом заполняющей их воды. Влияние коррозии на ресурс металлоконструкций может проявляться в двух аспектах – при оценке статической прочности и при анализе малоциклового усталости.

В [35.1] сделан вывод, что критерии прочности ПНАЭ Г-7-002-86 с учётом рекомендаций РД ЭО 1.1.2.05.0330-2012 подходят для оценки остаточного ресурса металлоконструкций энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС в период повторного дополнительного срока эксплуатации, однако при

этом необходимо учитывать утонения стенок несущих элементов вследствие коррозии. Поскольку процессы коррозии наиболее активно проявляются в отношении бака биологической защиты и для нижней плиты, именно этим элементам МК следует уделить наибольшее внимание.

Редакционные замечания

Название раздела 3.2.1 [35.1] является некорректным. Из данного названия, например, следует, что основные механизмы деградации материалов использовались при изготовлении металлоконструкций ЭГП-6, что неверно. **(10.11-1)**

В таблице 3.1 [35.1] неверно указано, что образование трещин и изменение размеров являются эффектами старения металла. Это неверно, т.к. металл – это тип материала, а тип материала не имеет размеров. Кроме того, образование трещин и изменения размеров могут произойти при монтаже ещё до начала эксплуатации, поэтому эти явления не связаны со старением металла. **(10.11-2)**

10.12. Оценка результатов исследований углеродистых сталей при воздействии нейтронного облучения

Результаты исследования углеродистых сталей при воздействии нейтронного облучения представлены в разделе 3 документа [46]. В подразделе 3.1 [46] приведены результаты исследований стали 22К при облучении в исследовательском реакторе ВВР-М образцов, отобранных от верхних плит энергоблоков № 1 – 3 Билибинской АЭС. Упомянутые экспериментальные работы были выполнены в 2009-2011 годах в исследовательском реакторе ВВР-М. Образцы облучались флюенсом $6,6 \cdot 10^{18}$ нейтр/см² и $8,8 \cdot 10^{18}$ нейтр/см² с энергией $E > 0,5$ МэВ при температуре 100°C, соответствующей рабочей температуре металла нижней плиты реактора. Результаты исследований представлены в [46] со ссылками на соответствующие отчёты о результатах экспериментов.

В п. 3.1.2 [46] указано, что при облучении образцов в исследовательском реакторе ВВР-М флакс быстрых нейтронов составлял $(4 - 5) 10^{12}$ нейтр/см² с. Облучение металлоконструкций реактора в рабочих условиях происходит флаксом $(3 - 4) 10^9$ нейтр/см² с, то есть в 1000 раз ниже. Влияние флакса на степень радиационного охрупчивания стали учитывалось путём введения поправочного коэффициента. Изменение механических свойств металла оценивалось [46]:

- по пределу текучести;
- по критической температуре хрупкости;
- по характеристикам сопротивления хрупкому разрушению.

В подразделе 3.2.1 [46] приведены результаты оценки радиационной стойкости материалов опорных конструкций корпусов реакторов ВВЭР-440, на который в [46] приведена ссылка.

Сопоставление результатов исследований металла верхней плиты Билибинской АЭС и опорных конструкций корпусов реакторов ВВЭР-440 выполнено в подразделе 3.4 [46]. Результаты упомянутых экспериментов приведены в табл. 3.6 [46]. На основании сравнения результатов отдельных выделенных экспериментов в п. 3.4.6 [46] сделан вывод о корреляции оценок степени радиационного охрупчивания стали 22К и металла сварного шва, выполненных по результатам двух независимых облучений.

В п. 3.4.8 [46] указано, что окончательный выбор расчётных характеристик охрупчивания материалов верхней и нижней плит реакторов Билибинской АЭС, в соответствии с требованиями п. 28 НП-017-18, сделан с учётом анализа данных контроля образцов металла, отобранного непосредственно от нижней плиты энергоблока № 1 Билибинской АЭС [45].

Рекомендации

Рекомендуется привести в подразделе 3.1 [46] полученные к настоящему времени оценки флюенса нейтронов на нижней и верхней плитах ЭГП-6, представленные в отчётах [44, 45]. **(10.12-1)**

В п. 3.1.4 [46] рекомендуется удалить ссылку на ПНАЭ Г-7-002-86, поскольку метод определения T_k [45] не соответствует требованиям указанного нормативного документа в части установления критериальных значений ударной вязкости. **(10.12-2)**

10.13. Оценка расчётов напряженного состояния, статической прочности и малоциклового усталости металлоконструкций

Результаты выполненных расчётов напряженного состояния, статической прочности и малоциклового усталости металлоконструкций РУ в период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС представлены в разделе 4 [35.1], который является приложением к Решению [35]. Согласно [35.1], для обоснования возможности продления срока службы до 45 лет в 2011 году были выполнены расчёты прочности по всем необходимым разделам ПНАЭ Г-7-002-86, при этом расчёт напряжений в элементах МК выполнялся с применением аттестованного программного комплекса COSMOS/M [10д], что соответствует требованиям п. 1.2.9 НП-001-15.

На основании данных материаловедческих исследований отмечено [35.1], что снижения основных механических характеристик конструкционных материалов металлоконструкций в течение 47-51 года эксплуатации РУ ЭГП-6 не ожидается. В [35.1] также приведены данные по общему количеству циклов «пуск-останов» за срок эксплуатации 47 и 51 год, из которых следует, что при обосновании срока службы РУ до 45 лет заложенное в расчёт циклической прочности количество циклов не будет достигнуто за 51 год эксплуатации МК. На основании этого Заявителем

сделан обоснованный вывод [35.1], что по определяющим циклам нагружения металлоконструкции имеют достаточный запас и проводить дополнительные расчёты циклической прочности на период 47 и 51 год эксплуатации не требуется.

В [35.1] приведены прогнозируемые (подтвержденные данными фактических измерений) величины утонений стенок за счёт коррозии, которые составят к 47 и 51 годам эксплуатации:

- кожух – 0,094 мм и 0,102 мм;
- верхняя плита – 0,047 мм и 0,051 мм;
- нижняя плита – 0,705 мм и 0,765 мм;
- бак биологической защиты – 0,705 мм и 0,765 мм.

Ввиду того, что расчёт напряжений в элементах металлоконструкций выполнялся по номинальным размерам конструкции, и приведенные выше величины общей коррозии находятся в пределах допуска на толщину листов, результаты расчёты напряжений в элементах МК применимы для оценки прочности конструкции на срок до 51 года, включительно, без какого-либо дополнительного расчёта.

В [35.1] приведены оценки прочности по всем предусмотренным требованиями ПНАЭ Г-7-002-86 расчётным группам категорий напряжений – $(\sigma)_1$, $(\sigma)_2$, $(\sigma_s)_1$, $(\sigma_s)_2$, τ , которые показали, что всем расчётным группам категорий напряжений фактические значения напряжений не превышают допускаемых в ПНАЭ Г-7-002-86 значений.

На основании вышеизложенного Заявителем сделан обоснованный вывод [35.1], что статическая прочность и малоцикловая усталость металлоконструкций РУ энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период повторного дополнительного срока эксплуатации обеспечена.

По результатам экспертизы замечаний нет.

10.14. Оценка результатов расчёта на СХР бака биологической защиты

Результаты расчёта на сопротивление хрупкому разрушению бака биологической защиты представлены в подразделе 6.4 документа [46]. В п. 6.4.1 [46] приведены результаты расчёта на сопротивление хрупкому разрушению ББЗ на период до конца 2025 года. Поскольку специальных нормативных документов для оценки ББЗ реактора ЭГП-6 не имеется, радиационный ресурс металла ББЗ с постулируемыми дефектами в вышеуказанном расчете оценивался по условию старта трещины с применением критериев РД ЭО 0486-03, который был разработан применительно к металлическим опорным конструкциям реакторов типа ВВЭР-440, изготовленным из стали марки СтЗсп5 сваркой электродами марки УОНИИ-13/45 и эксплуатируемым в сходных с ББЗ РУ ЭГП-6 условиях облучения (при $T < 100^{\circ}\text{C}$).

В п. 6.4.3 [46] указано, что в качестве критического элемента секции ББЗ рассматривался узел приварки ребра к внутренней обечайке и сварное соединение листов. За постулируемый дефект консервативно была принята поверхностная полуэллиптическая трещина длиной $2c=1300$ мм и глубиной $a=10$ мм, расположенная с внутренней стороны стенки секции ББЗ. В качестве расчётной зоны постулируемого дефекта рассматривалась зона термического влияния сварного соединения.

В п. 6.4.5 [46] указано, что критическая температура хрупкости T_k металла ЗТВ в облученном состоянии определялась по формуле:

$$T_k = T_{ko} + AT_f + AT_N$$

В п. 6.4.6 [46] указано, что расчётная величина флюенса была принята $5,86 \times 10^{17}$ нейтр/см², что соответствует 51 году эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС.

В п. 6.4.10 [46] указано, что в качестве расчётных нагрузок рассматривались остаточные сварочные напряжения и напряжения, обусловленные перепадом температур по стенке и ребрам жёсткости ББЗ. По результатам консервативной расчётной оценки изгибные напряжения от перепада температур по толщине обечайки ББЗ могут достигать 15 МПа. При расчётах на стояночном режиме изгибные напряжения принимались равными нулю.

Анализ сопротивления хрупкому разрушению металла ББЗ выполнялся в п. 6.4 [46] в соответствии с положениями РД ЭО 0486-03. В п. 6.4.11 [46] указано, поскольку остаточные сварочные и температурные напряжения являются вторичными, а вкладом гидростатической нагрузки можно пренебречь, то требование обеспечения сопротивления материала хрупкому разрушению сводится к неравенству:

$$K_{IS} \leq K_{IC}$$

Из рассмотрения результатов расчёта, приведенных в табл. 6.13 [46], следует, что сопротивление хрупкому разрушению ББЗ при эксплуатации до конца 2025 года, включительно, с постулируемым поверхностным расчётным дефектом обеспечивается.

В п. 6.4.13 [46] сделано заключение, что на основании расчётного анализа сопротивление хрупкому разрушению ББЗ в течение 51 года эксплуатации реакторной установки (до конца 2025 г.) обеспечивается и не требует дополнительного экспериментального подтверждения.

Рекомендации

При выполнении обоснования сопротивления хрупкому разрушению ББЗ Заявителю рекомендуется принять во внимание методику МТ 1.2.1.15.1136-2016 «Расчёт на сопротивление хрупкому разрушению металлических опорных конструкций атомных реакторов ВВЭР-440

(В-179, В-230) при продлении срока эксплуатации до 60 лет. Методика»
АО Концерн «Росэнергоатом». **(10.14-1)**

Рекомендуется указать в п. 6.4.5 [46], что повышение критической температуры хрупкости металла ББЗ вследствие эффекта температурного старения равно нулю. **(10.14-2)**

Выводы и предложения по разделу 10

1. Методика и результаты обоснования [44, 45]:

- статической и циклической прочности;
- сопротивления на хрупкое разрушение;

металлоконструкций энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС в период повторного дополнительного срока эксплуатации соответствуют требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.

2. Критерии прочности и выбор элементов металлоконструкций РУ для оценки остаточного ресурса [35, 45] соответствуют требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.

3. Результаты испытаний образцов металла нижней плиты после 45 лет эксплуатации и результатов испытаний металла верхней плиты после предварительного облучения в реакторе ВВР-М [45] являются достаточными. Прогноз свойств основного металла и металла сварных соединений верхней и нижней плит энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС на период до 2025 года [45], включительно, обоснован.

4. Расчёты напряженного состояния, статической прочности и малоциклового усталости металлоконструкций РУ энергоблока № 2 Билибинской АЭС [35] соответствуют требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.

5. Обоснование остаточного ресурса металлоконструкций реакторов энергоблоков № 2 – 4 Билибинской АЭС [35, 44, 45] является достаточным, что позволяет обеспечить безопасность дальнейшей эксплуатации указанных энергоблоков в период до конца 2025 г.
6. Результаты исследований углеродистых сталей при воздействии нейтронного облучения и результаты расчёта на СХР бака биологической защиты [46] обоснованы. На основании расчётного анализа сопротивления хрупкому разрушению [46] безопасность эксплуатации ББЗ реакторной установки энергоблока № 2 Билибинской АЭС обеспечена до конца 2025 года, включительно, и не требует дополнительного экспериментального подтверждения.
7. Методология подготовки и проведения испытаний образцов из металла НП на ударный изгиб и определение критической температуры хрупкости в исходном состоянии [44, 45] не соответствуют требованиям пп. 8.3.2, 8.3.3 Приложения 2 к ПНАЭ Г-7-002-86. Отмеченные отступления не влияют на выводы о безопасности эксплуатации металлоконструкций реакторной установки энергоблока № 2 Билибинской АЭС до конца 2025 года, включительно.
8. Заявителю предлагается учесть замечания и принять во внимание рекомендации, отмеченные в данном разделе настоящего Экспертного заключения.

Общие выводы и предложения

1. Критерии и принципы безопасности, установленные для энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период повторного дополнительного срока эксплуатации, обоснованы в ОУОБ [32] с изменениями по Извещениям [62 – 68, 72 – 77] и соответствуют требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии. Эксплуатационные пределы, пределы и условия безопасной эксплуатации, представленные в главе 2 ОУОБ [32], соответствуют требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии и подтверждены многолетним опытом эксплуатации энергоблока № 2 и других энергоблоков Билибинской АЭС с ЭГП-6.
2. Обоснование прочности, работоспособности и остаточного ресурса незаменимого оборудования энергоблока № 2 Билибинской АЭС (металлоконструкций реакторной установки, включая бак биологической защиты [35, 44 – 46], барабана-сепаратора [38], основного циркуляционного контура [37, 39, 40], силовых и контрольных кабелей [52]), соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии. Продление срока службы указанных элементов энергоблока № 2 Билибинской АЭС до 31.12.2025 обосновано.
3. Обоснование работоспособности и ресурсных характеристик графитовой кладки реактора энергоблока № 2 Билибинской АЭС [36] соответствует требованиям федеральных норм и правил. Результатами исследований облученных образцов графита [47] подтверждена безопасность эксплуатации графитовой кладки энергоблока № 2 Билибинской АЭС в продлённый срок эксплуатации до 31.12.2025.

4. Обоснование продления до 2034 года, включительно, срока службы строительных конструкций главного корпуса Билибинской АЭС [51] I и II категории ответственности за ядерную и радиационную безопасность по ПиН АЭ-5.6, включая вентиляционную трубу энергоблоков № 1 и № 2 Билибинской АЭС [56], соответствует требованиям федеральных норм и правил.
5. Оценка осадки и крена зданий и сооружений энергоблока № 2 Билибинской АЭС I и II категории ответственности за ядерную и радиационную безопасность по ПиН АЭ-5.6 [14, 32, 57, 58] выполнена в соответствии с требованиями федеральных норм и правил в области использования атомной энергии. Отмеченные при экспертизе несоответствия требованиям п. 3.7 НП-064-17 в части геодезических наблюдений за осадкой и деформациями фундамента главного корпуса не оказывают влияния на вывод о безопасности продолжения эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС.

Согласно Программе [58], площадка размещения ВКУ-1,2 характеризуется сложными инженерно-геологическими условиями, в связи с этим Заявителю рекомендуется выполнить анализ стабильности грунтов основания сооружения ВКУ-1,2 с учётом результатов геодезического мониторинга и разработать компенсирующие мероприятия, руководствуясь перечнем А Приложения № 8 к НП-064-17.

6. Обоснование работоспособности систем и оборудования нормальной эксплуатации, важных для безопасности, и систем безопасности в период повторного дополнительного срока эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС, представленное в ОУОБ [32] с изменениями по Извещениям [63 – 68, 72 – 77] и в отчёте по результатам выполнения комплексного обследования [24], соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии,

за исключением представления результатов анализа надёжности систем, важных для безопасности (несоответствие требованиям п. 3.1.17 НП-001-15). Анализ надёжности выполнен в ОУОБ [32] только для следующих систем безопасности: система аварийной защиты реактора; система защиты ОЦК от превышения давления; система аварийной подачи питательной воды и система аварийного электроснабжения.

Согласно результатам комплексного обследования [24] и ОУОБ [32], техническое состояние оборудования систем, важных для безопасности, обеспечивает безопасность эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период повторного дополнительного срока до 31.12.2025.

Заявителю рекомендуется выполнить до конца 2020 года мероприятия по обоснованию ресурсных характеристик коллектора «А» АСПОВ, системы охлаждения ББЗ и НП, и замену кабелей, срок службы которых, согласно Техническому решению [52], истекает в 2020 – 2022 гг.

7. Обоснование ведения водно-химического режима энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период повторного дополнительного срока эксплуатации [32, 68] соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.
8. Обоснование в ОУОБ [32] (с учётом Извещений [63 – 68, 77]) изменения характеристик площадки размещения энергоблока № 2 Билибинской АЭС в части внешних воздействий природного и техногенного происхождения, сейсмических, геотехнических и гидрогеологических условий соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии. Однако по результатам экспертизы отмечены следующие несоответствия:
 - в ОУОБ [32] не представлены результаты анализа аэрологических условий района и площадки размещения Билибинской АЭС (несоответствие требованиям п. 3.3 НП-064-17);

- в ОУОБ [32] не отражено актуальное состояние гидрологических и гидротехнических условий площадки Билибинской АЭС (несоответствие требованиям пп. 3.3, 6.6 НП-064-17).

В Программе работ [49д] Заявителем предусмотрено выполнение соответствующего мониторинга и оценки гидрологических и гидротехнических условий площадки размещения Билибинской АЭС.

9. Организация учёта опыта эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС [32, 73] соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.

Принятый на Билибинской АЭС порядок расследования и учёта нарушений в работе энергоблоков, произошедших за шесть лет эксплуатации (2012 – 2017 годы), соответствует требованиям НП-004-08. Корректирующие меры, принятые Заявителем по результатам расследования нарушений в работе энергоблоков и направленные на недопущение повторения аналогичных событий, достаточны.

10. Анализ несоответствий систем и оборудования энергоблока № 2 Билибинской АЭС требованиям действующих НД [32, 65, 68, 72] выполнен в соответствии с рекомендациями РБ-028-04 и является достаточным. Программы мероприятий [11, 12] разработаны в соответствии с анализом несоответствий [32], мероприятия по компенсации/устранению несоответствий требованиям действующих НД достаточны.

11. Организация обращения с РАО на Билибинской АЭС [32] с учётом мероприятий, предусмотренных Программой вывода из эксплуатации [44д], соответствует требованиям федеральным норм и правил в области использования атомной энергии. Согласно результатам комплексного обследования [24], безопасность временного хранения РАО, образующихся в период дополнительного срока эксплуатации энергоблоков Билибинской АЭС, обеспечена до 31.12.2025.
12. Организация обращения с ОЯТ на Билибинской АЭС [32] с учётом мероприятий, предусмотренных Решением [41], соответствует требованиям федеральным норм и правил в области использования атомной энергии. Безопасность обращения с ОЯТ на площадке Билибинской АЭС [32, 43, 55, 65 – 68] обоснована до 31.12.2025.
13. Программа подготовки энергоблока № 2 Билибинской АЭС к повторному дополнительному сроку эксплуатации [21] выполнена в полном объёме.
14. Концепция вывода из эксплуатации и программа подготовки к выводу из эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС [32, 68] соответствуют требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.
15. Программа управления ресурсом оборудования энергоблока № 2 Билибинской АЭС [26] и Типовая программа эксплуатационного контроля состояния основного металла и сварных соединений оборудования, трубопроводов и других элементов энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период продлённого срока эксплуатации [17] с изменениями по Извещению [60] разработаны в соответствии с требованиями федеральных норм и правил в области использования атомной энергии и могут быть применены на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС.

16. Эксплуатационная документация энергоблока № 2 Билибинской АЭС:

- Технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС [2] с изменениями по Извещению [71];
- Паспорт реакторной установки энергоблока № 2 Билибинской АЭС [3] с изменением № 1 [53];
- Инструкция по предупреждению и ликвидации нарушений на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС [4];
- Руководство по управлению запроектными авариями на Билибинской АЭС [5] с изменениями по Извещениям [69, 70];
- План мероприятий по защите персонала в случае аварии на Билибинской АЭС [6] с изменениями по Извещению [64];
- Инструкция по обеспечению ядерной безопасности при транспортировании, перегрузке и хранении «свежего» и отработавшего топлива на Билибинской АЭС [8];
- Технологический регламент обращения с радиоактивными отходами на Билибинской АЭС [9];
- Инструкция по эксплуатации хранилищ радиоактивных отходов Билибинской АЭС [10];
- Программа обеспечения качества при эксплуатации Билибинской АЭС [7] с изменениями по Извещениям [49, 78],

разработана в соответствии с требованиями федеральных норм и правил в области использования атомной энергии и может быть применена на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС.

17. Организация технической поддержки, текущего ремонта и обслуживания энергоблока № 2 Билибинской АЭС [16, 25, 32] и деятельность по подбору, подготовке, поддержании квалификации и допуску к

самостоятельной работе эксплуатационного персонала энергоблока № 2 Билибинской АЭС [13, 32, 50] соответствуют требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.

18. Организация радиационной защиты и радиационного контроля при эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС [32, 33] и обоснование аварийной готовности на Билибинской АЭС [32] соответствуют требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.
19. Организация физической защиты на Билибинской АЭС [20] соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.
20. Организация учёта и контроля ядерных материалов [18, 54], радиоактивных веществ и радиоактивных отходов [19] на Билибинской АЭС соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.
21. Обоснование мер по обеспечению пожарной безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС [1, 48, 65] соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.
22. Обоснование безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС при нарушениях нормальной эксплуатации и проектных авариях, представленное в ОУОБ [32] с изменениями по Извещениям [63 – 68, 74], соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии, за исключением несоответствия требованиям п. 1.2.9 НП-001-15 (не представлены оценки погрешностей и неопределённостей результатов расчётов и не показано обеспечение консервативного подхода при выборе исходных значений начальной мощности ТВС, принятых при обосновании температурного режима графитовой кладки при несимметричном положении втулки ТВС

по отношению к графитовому блоку и при растрескивании графитовых блоков).

23. Анализ безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС при запроектных авариях, представленный в ОУОБ [32] с изменениями по Извещениям [64 – 68], соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии, за исключением несоответствия требованиям п. 3.6.7 НП-001-15 и п. 2.1(в) НП-040-02 (в части обоснования водородной взрывобезопасности в условиях запроектных аварий при накоплении водорода в реакторном пространстве, контуре охлаждения каналов СУЗ, СЛА и БВ).
24. Анализ радиационных последствий проектных и запроектных аварий на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС [32] соответствует требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.
25. Вероятностный анализ безопасности первого уровня для энергоблока № 2 Билибинской АЭС, результаты которого представлены в Приложении 3 к ОУОБ [32], выполнен в соответствии с требованиями НП-095-15 за исключением следующих несоответствий:
 - в ВАБ для стояночных режимов не учтены ИС, вызванные внутриплощадочными пожарами и затоплениями (несоответствие требованиям пп. 23, 24 НП-095-15);
 - при представлении результатов ВАБ-1 энергоблока № 2 Билибинской АЭС для внутренних исходных событий при работе энергоблока в режимах малой мощности и с остановленным реактором не выполнены анализы значимости, чувствительности и неопределённости. Заявителем не сформулированы рекомендации по обеспечению безопасности энергоблока на основании результатов ВАБ-1 для внутренних исходных событий при работе

энергоблока в режимах с малой мощностью и с остановленным реактором (несоответствие требованиям пп. 11, 29 НП-095-15);

- при выполнении детального анализа сценариев, обусловленных сейсмическими воздействиями, не учтены ИС, вызванные всеми возможными на площадке АС сейсмическими воздействиями, в частности, не учтены воздействия с ускорениями грунта $> 0,12 \text{ g}$ (несоответствие требованиям п. 12 НП-095-15);
- ВАБ-1 для источников радиации энергоблока № 2 Билибинской АЭС, не связанных с активной зоной, выполнен с несоответствиями требованиям пп. 12, 19 и 22 НП-095-15.

Полученное Заявителем [32] суммарное значение вероятности тяжёлых аварий для топлива в активной зоне и в приреакторных бассейнах выдержки с учётом всех эксплуатационных состояний составило $2,30 \times 10^{-6}$ 1/год, что меньше целевого значения $1,0 \cdot 10^{-5}$, установленного в п. 1.2.17 НП-001-15.

Несмотря на отмеченные при экспертизе несоответствия требованиям НП-095-15, результаты вероятностного анализа безопасности первого уровня [32] отражают реальное состояние энергоблока № 2 Билибинской АЭС на период повторного дополнительного срока эксплуатации.

26. Вероятностный анализ безопасности второго уровня для энергоблока № 2 Билибинской АЭС, результаты которого представлены в Приложении 3 к ОУОБ [32], разработан в соответствии с требованиями НП-095-15. Результаты ВАБ-2 [32] показали, что суммарная частота большого аварийного выброса, вызванного как внутренними исходными событиями, так и внутренними и внешними воздействиями, составляет $5,15 \times 10^{-7}$ 1/год, что превышает целевой ориентир $1,0 \times 10^{-7}$ 1/год, установленный в п. 1.2.17 НП-001-15.

27. Мероприятия по повышению уровня безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период повторного дополнительного срока эксплуатации [32] соответствуют требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии.
28. Анализ результатов обобщённой оценки безопасности энергоблока, приведенных в ОУОБ [32], показал, что, несмотря на имеющиеся несоответствия требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии, безопасность эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период повторного дополнительного срока является обоснованной до 31.12.2025.
29. Заявителю предлагается учесть замечания и принять во внимание рекомендации настоящего Экспертного заключения.

Приложение 1. Перечень документов Заявителя

1. Отчёт о наличии противопожарной защиты при эксплуатации Билибинской АЭС. – АО «Концерн Росэнергоатом», Билибинская АЭС, 2018 г.
2. Технологический регламент безопасной эксплуатации блока № 2 Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.1.01.001.11.114.2-2017) с изменениями № 1 – 7. Утв. 26.04.2017.
3. Паспорт реакторной установки энергоблока № 2 с ЭГП-6 Билибинской АЭС, 2019 г.
4. Инструкция по предупреждению и ликвидации нарушений на энергоблоке № 2 Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.1.02.020.01.08/2-2018). Утв. 27.04.2018.
5. Руководство по управлению запроектными авариями на Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.5.01.001.11.25-2013) с изменениями № 1, № 2, № 3, № 4. – Билибинская АЭС, 2013 г.
6. План мероприятий по защите персонала в случае аварии на Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.1.03.11.23-2015) с изм. № 1, 2, 3. Утв. 08.02.2016.
7. Программа обеспечения качества при эксплуатации Билибинской АЭС ПОКАС(Э) (БиАЭС 1.3.2.02.001.11.34-2016). Утв. 27.12.2016.
8. Инструкция по обеспечению ядерной безопасности при транспортировании, перегрузке и хранении «свежего» и отработавшего топлива на Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.1.02.005.11.32-2017). Утв. 28.06.2017.
9. Технологический регламент обращения с радиоактивными отходами на Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.1.01.999.06.152-2019) с изменениями № 1 и № 2. Утв. 28.03.2019.

10. Инструкция по эксплуатации хранилищ радиоактивных отходов Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.1.02.001.06.129-2017) с изменениями № 1 – 4. Утв. 02.05.2017.
11. Программа работ по устранению несоответствий энергоблоков Билибинской АЭС требованиям действующих нормативных документов по безопасности АС (БиАЭС 1.2.1.04.999.11.704-2019).
12. Программа работ по внедрению мероприятий, компенсирующих несоответствие энергоблоков Билибинской АЭС требованиям действующих нормативных документов по безопасности АС (БиАЭС 1.2.1.04.999.11.705-2019).
13. Информация о подборе, подготовке и поддержании квалификации персонала Билибинской АЭС. Утв. 01.10.2018. – Билибинская АЭС, 2018 г.
14. Технический отчёт по мониторингу строительных конструкций зданий и сооружений Билибинской АЭС, проводимому ГТН ПТО в 2018 году. – Билибинская АЭС, 2019 г.
15. Техническая справка о состоянии строительных конструкций энергоблока № 2 Билибинской АЭС. – Билибинская АЭС, 2018 г.
16. Регламент технического обслуживания и ремонта систем реакторных установок, важных для безопасности (БиАЭС 1.2.4.01.001.11.29-2015). Утв. 01.02.2016.
17. Типовая программа контроля состояния основного металла, сварных соединений и наплавленных поверхностей оборудования, трубопроводов и других элементов энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период дополнительного срока эксплуатации (ТПРГ 1.1.3.09.1440-2018). Утв. 06.09.2018.

18. Справка о состоянии системы государственного учёта и контроля ядерных материалов на Билибинской АЭС за 2018 год с приложениями:

- 18.1. Положение по учёту и контролю ядерных материалов на Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.1.20.999.11.67).
- 18.2. Инструкция по учёту и контролю ядерных материалов в ЗБМ Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.1.02.013.11.70).
- 18.3. Программа измерений ядерных материалов в ЗБМ Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.1.21.999.11.170-2018) с изменениями № 1 – 3.
- 18.4. Акт № 08/862дсп от 27.11.2018 по результатам проведения плановой физической инвентаризации ядерных материалов в зоне баланса материалов Билибинской АЭС.
- 18.5. Структура и описание зон баланса материалов филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Билибинская атомная станция».
- 18.6. Инструкция по контролю доступа к ядерным материалам на Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.1.02.999.11.161дсп).
- 18.7. Инструкция по административному контролю состояния учёта и контроля ЯМ в ЗБМ Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.1.02.999.08.77).
- 18.8. Положение о службе учёта и контроля ядерных материалов на Билибинской АЭС (БиАЭС 1.3.2.01.08.79).
- 18.9. Программа контроля качества измерений ядерных материалов на Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.1.04.08.81).
- 18.10. Инструкция по проведению физической инвентаризации ядерных материалов в зоне баланса материалов Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.1.02.999.11.188-2019).
- 18.11. Программа применения пломб в системе учёта и контроля ЯМ

филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Билибинская атомная станция» (БиАЭС 1.2.1.21.999.08.85дсп).

19. Справка № 12-ОРБ/2108 по обеспечению учёта и контроля радиоактивных веществ и радиоактивных отходов в филиале АО «Концерн Росэнергоатом» «Билибинская атомная станция» с приложениями:

19.1. Положение по учёту и контролю радиоактивных веществ и радиоактивных отходов на Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.1.20.002.11.260-2018).

19.2. Инструкция по учёту и контролю радиоактивных веществ в цехе тепловой автоматики и измерений Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.1.02.999.02.151-2018).

19.3. Инструкция по учёту и контролю радиоактивных веществ и радиоактивных отходов в отделе радиационной безопасности Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.1.02.999.06.169-2017).

19.4. Инструкция по учёту и контролю радиоактивных веществ в лаборатории металлов Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.1.02.999.09.57-2018).

19.5. Инструкция по учёту и контролю радиоактивных веществ и радиоактивных отходов в реакторно-турбинном цехе Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.1.02.004.01.340-2019).

19.6. Акт инвентаризации радиоактивных веществ на Билибинской АЭС (Акт №06-647-17/А от 30.11.2017).

19.7. Акт инвентаризации радиоактивных отходов на Билибинской АЭС (Акт №06-1091-16/А от 01.12.2016).

- 19.8. Программа выполнения измерений в системе учёта и контроля радиоактивных веществ и радиоактивных отходов на Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.3.03.255-2015).
20. Справка по обеспечению физической защиты энергоблоков Билибинской АЭС с приложениями. Утв. 16.10.2018.
21. Программа работ по подготовке энергоблока № 2 Билибинской АЭС к продолжению эксплуатации сверх 45 лет (ПРГ 1.2.2.15.011.0064-2017). – Госкорпорация «Росатом», 2017 г.
22. Отчёт о выполнении Программы работ по подготовке энергоблока № 2 Билибинской АЭС к продолжению эксплуатации сверх 45 лет. Утв. 14.12.2018.
23. Акт по результатам выполнения программы подготовки энергоблока № 2 Билибинской АЭС к дополнительному сроку эксплуатации. Утв. 10.12.2018.
24. Итоговый отчёт комплексного обследования энергоблока № 2 Билибинской АЭС для продолжения эксплуатации сверх 45 лет, инв. № ОТЧ. 1.2.2.16.005.1242-2017. – АО «Концерн Росэнергоатом», 2017 г.
25. Регламент контроля технического состояния элементов энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период дополнительного срока эксплуатации. Утв. 09.08.2019.
26. Программа управления ресурсом оборудования и трубопроводов энергоблока № 2 Билибинской АЭС (№ ПРГ 1.2.2.15.012.040-2018 от 05.04.2018). С изменением № 1 по извещению № БиАЭС 38.648.19. Утв. 05.04.2018.
27. Отчёт по выполненным работам при подготовке энергоблока № 2 Билибинской АЭС к продлению срока эксплуатации (обоснование остаточного ресурса невосстанавливаемых элементов оборудования,

зданий, сооружений и строительных конструкций, важных для безопасности). Утв. 10.12.2018.

28. Отчёт по выполненным работам при подготовке энергоблока № 2 Билибинской АЭС к продлению срока эксплуатации (замена оборудования, выработавшего свой ресурс). Утв. 10.12.2018.
29. Отчёт по выполненным работам при подготовке энергоблока № 2 Билибинской АЭС к продлению срока эксплуатации (результаты выполненных модернизаций). Утв. 10.12.2018.
30. Отчёт по выполненным работам при подготовке энергоблока № 2 Билибинской АЭС к продлению срока эксплуатации (результаты выполненных исследований по определению остаточного ресурса, невосстанавливаемых элементов блока, строительных конструкций, зданий, сооружений, контрольных и силовых кабелей, кабельных проходов). Утв. 15.08.2019.
31. Отчёт о приведении энергоблока № 2 Билибинской АЭС в соответствие с критериями и требованиями действующих федеральных норм и правил в области использования атомной энергии. – г. Билибино, Билибинская АЭС, 2018 г.
32. Отчёт по углубленной оценке безопасности энергоблока № 2 Билибинской АЭС, с приложениями 1-8. Утв. 2018 г.
33. Инструкция по радиационной безопасности при эксплуатации Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.1.02.008.11.58-2016). Утв. 28.07.2016.
34. Перечень решений (технических решений) о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации элементов и оборудования, представляемых в органы Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору для продления срока эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС. – Билибинская АЭС, 2019 г.

35. Решение № Р 1.2.2.06.001.0068-2019 от 05.02.2019 о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации металлоконструкций реакторной установки ЭГП-6 энергоблока № 2 Билибинской АЭС свыше 45 лет.

35.1. Заключение о техническом состоянии и остаточном ресурсе металлоконструкций реакторной установки ЭГП-6 энергоблока № 2 Билибинской АЭС свыше 45 лет. – г. Билибино, Билибинская АЭС, 2018 г.

36. Решение № Р 1.2.2.06.001.0066-2018 от 28.12.2018 о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации графитовой кладки РУ ЭГП-6 энергоблока № 2 Билибинской АЭС.

36.1. Заключение о техническом состоянии и остаточном ресурсе графитовой кладки реактора ЭГП-6 энергоблока № 2 Билибинской АЭС после 2019 года. – г. Билибино, Билибинская АЭС, 2018 г.

37. Решение № Р 1.2.2.06.001.0058-2019 от 30.01.2019 о возможности, сроках и условиях дальнейшей эксплуатации магистральных трубопроводов и групповых коллекторов энергоблока № 2 Билибинской АЭС с приложениями:

37.1. Заключение о техническом состоянии и остаточном ресурсе магистральных трубопроводов и групповых коллекторов энергоблока № 2 Билибинской АЭС, № 84/17-18-Т.3.1. – ООО «Ресурс», 2018 г.

37.2. Программа обследования, оценки технического состояния и обоснования остаточного ресурса магистральных трубопроводов и групповых коллекторов энергоблока № 2 Билибинской АЭС, № 84/17-18-Т.П.1. – ООО «Ресурс», 2018 г.

37.3. Расчёт на прочность «Магистральные трубопроводы и групповые коллектора», № 84/17-18-Т.Р.1. – ООО «Ресурс», 2018 г.

38. Решение № Р 1.2.2.06.001.0071-2019 от 05.02.2019 о возможности, сроках и условиях дальнейшей эксплуатации барабана-сепаратора энергоблока № 2 Билибинской АЭС.
39. Техническое решение № Р 1.2.1.22.261-2018 от 21.12.2018 о возможности, сроках и условиях дальнейшей эксплуатации рабочих трубопроводов от стояков ВП до коллекторов энергоблока № 2 Билибинской АЭС с приложениями:
- 39.1. Заключение о техническом состоянии и остаточном ресурсе рабочих трубопроводов от стояков до ВП коллекторов энергоблока № 2 Билибинской АЭС, № 84/17-18-Т.3.3. – ООО «Ресурс», 2018 г.
- 39.2. Программа обследования, оценки технического состояния и обоснования остаточного ресурса рабочих трубопроводов от стояков ВП до коллекторов энергоблока № 2 Билибинской АЭС, № 84/17-18-Т.П.10. – ООО «Ресурс», 2018 г.
- 39.3. Расчёт на прочность «Рабочие трубопроводы от стояков ВП до коллекторов», № 84/17-18-Т.Р.3. – ООО «Ресурс», 2018 г.
40. Решение № Р 1.2.2.06.0089.0071-2019 от 11.02.2019 о возможности, сроках и условиях дальнейшей эксплуатации трубопроводов питательной воды энергоблока № 2 Билибинской АЭС с приложениями:
- 40.1. Заключение о техническом состоянии и остаточном ресурсе трубопровода питательной воды энергоблока № 2 Билибинской АЭС, № 84/17-18-Т.3.10. – ООО «Ресурс», 2018 г.
- 40.2. Программа обследования, оценки технического состояния и обоснования остаточного ресурса трубопровода питательной воды энергоблока № 2 Билибинской АЭС, № 84/17-18-Т.П.10. – ООО «Ресурс», 2018 г.

- 40.3. Расчёт на прочность «Трубопроводы питательной воды»,
№ 84/17-18-Т.Р.7. – ООО «Ресурс», 2018 г.
41. Решение ГК «Росатом» «О создании транспортно-технологической системы и сооружения узла по подготовке ОЯТ к вывозу с временным хранилищем для ТУК с ОЯТ на Билибинской АЭС» от 08.11.2018 № Р1.2.2.06.001.0600-2018.
42. Схема по обращению с ОЯТ на площадке БИЛАЭС и подготовке ОЯТ к вывозу с площадки БИЛАЭС, № БИЛАЭС-СО-015-00-0001-ОЯТ.
43. Дополнительное обоснование безопасности эксплуатации энергоблоков № 2 – № 4 Билибинской АЭС при наличии свободного объёма в бассейнах выдержки для обеспечения полной выгрузки только одной активной зоны. Отчёт № 224/33-46/17. – г. Обнинск, АО «ГНЦ РФ-ФЭИ», 2019 г.
44. Расчётно-аналитическое обоснование возможности продления срока службы металлоконструкций реактора РУ ЭГП-6 блоков № 2-4 Билибинской АЭС при эксплуатации свыше 45 лет. – АО «Концерн Росэнергоатом», 2019 г.
45. Проведение металловедческих исследований образцов металла и сварных соединений НП и ББЗ энергоблока № 1 Билибинской АЭС. Определений фактических характеристик металла и сварных соединений НП и ББЗ энергоблока № 1 и прогнозных оценок на период эксплуатации реактора ЭГП-6 до 2025 года. Итоговый отчёт. – СПб.: «Прометей», 2019 г.
46. Расчёт металлоконструкций реактора ЭГП-6 на СХР для периода эксплуатации свыше 45 лет. Отчёт № 64873-3.1-2018. – АО «Научный центр «Техэкспертиза», 2019 г.

47. Дополнительный анализ технического состояния и оценка остаточного ресурса графитовой кладки ректора ЭГП-6 энергоблока № 2 Билибинской АЭС по результатам исследований образцов графита в НИЦ «КИ». Техническая справка № 224/33-46/67. – г. Обнинск, АО «Физико-энергетический институт им. А.И. Лейпунского», 2019 г.
48. Корректировка «Анализа влияния пожаров и их последствий на безопасный останов и расхолаживание реакторной установки энергоблоков № 1-4 Билибинской АЭС». – АО «Концерн «Росэнергоатом», 2019 г.
49. Извещение № БиАЭС 11.702.19 об изменении № 2 документа «Программа обеспечения качества при эксплуатации Билибинской АЭС (ПОКАС(Э))», БиАЭС 1.3.2.02.001.11.34-2016.
50. Справка по численности оперативного персонала для энергоблока № 2 по состоянию на 01.07.2019.
51. Решение о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации строительных конструкций здания главного корпуса Билибинской АЭС (в составе систем энергоблоков №№ 1÷4) № Р 1.2.2.06.001.0649-2018 от 29.11.2018.
52. Техническое решение № 1.2.1.22.284-2018 «О возможностях и условиях дальнейшей эксплуатации силовых и контрольных кабелей энергоблока № 2 Билибинской АЭС» с приложениями:
 - 52.1. Программа обследования технического состояния и оценки остаточного ресурса силовых и контрольных кабелей энергоблока № 2 Билибинской АЭС. № БиАЭС/03/57-2018-П.1;
 - 52.2. Отчет о результатах обследования технического состояния и оценки остаточного ресурса силовых и контрольных кабелей энергоблока № 2 Билибинской АЭС. № БИАЭС/03/57-2018-О.1.

53. Извещение № БиАЭС 11.958.19 об изменении № 1 в Паспорт реакторной установки энергоблока с ЭГП-6 № 2 № 2-БИЛ-2018 БиАЭС 1.2.1.16.005.11.145-2018.
54. Структура и описание зон баланса материалов филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Билибинская атомная станция». Утв. 20.03.2019, с изменением № 1.
55. Дополнительное обоснование безопасности эксплуатации энергоблоков №№ 2-4 Билибинской АЭС при наличии свободного объёма в бассейнах выдержки для обеспечения полной выгрузки только одной активной зоны, инв. № 224/5.42.02-16/13401. – г. Обнинск, АО «ГНЦ-ФЭИ», 2019 г.
56. Технический отчёт № 07/146-2019-1 по результатам обследования вентиляционной трубы энергоблоков 1, 2 Билибинской АЭС. – г. Воронеж, ООО «Ресурс», 2019 г.
57. Технический отчёт по результатам геодезических наблюдений за деформациями оснований фундаментов Главного корпуса, ОВК, фундаментов ТГ и вентиляционных труб блоков № 1,2 и № 3,4 Билибинской АЭС, инв. № 2а-6-18-НИИЖБ. – г. Билибино, 2018 г.
58. Программа мониторинга деформаций оснований фундаментов зданий и сооружений Билибинской АЭС, инв. № 1/6-18-НИИЖБ. – г. Билибино, 2018 г.
59. Заключение о геодезическом обследовании реперов гребня плотины Билибинской АЭС. Утв. 25.12.2018.
60. Изменение № 1 к ТПРГ 1.1.3.09.1440-2018 «Контроль состояния основного металла, сварных соединений и наплавленных поверхностей оборудования, трубопроводов и других элементов энергоблока № 2

Билибинской АЭС в период дополнительного срока эксплуатации.
Типовая программа». Утв. 06.11.2019.

61. Извещение БиАЭС.11.937.19 об изменении № 7 Регламента технического обслуживания и ремонта систем реакторных установок Билибинской АЭС, важных для безопасности (БиАЭС 1.2.4.01.001.11.29-2015). Утв. 18.10.2018.
62. Извещение БиАЭС.11.943.19 от 10.10.2019 об изменении № 4 документа «План мероприятий по защите персонала в случае аварии на Билибинской АЭС» БиАЭС 1.2.1.03.11.23-2015.
63. Извещение ФРКП 850 ИИ от 15.10.2019 об изменении № 28 документа «Отчёт по углубленной оценке безопасности Билибинская атомная электрическая станция. Блок 1-4».
64. Извещение ФРКП 851 ИИ от 15.10.2019 об изменении № 29 документа «Отчёт по углубленной оценке безопасности Билибинская атомная электрическая станция. Блок 1-4».
65. Извещение ФРКП 852 ИИ от 15.10.2019 об изменении № 30 документа «Отчёт по углубленной оценке безопасности Билибинская атомная электрическая станция. Блок 1-4».
66. Извещение ФРКП 853 ИИ от 15.10.2019 об изменении № 31 документа «Отчёт по углубленной оценке безопасности Билибинская атомная электрическая станция. Блок 1-4».
67. Извещение ФРКП 854 ИИ от 15.10.2019 об изменении № 32 документа «Отчёт по углубленной оценке безопасности Билибинская атомная электрическая станция. Блок 1-4».
68. Извещение ФРКП 855 ИИ от 15.10.2019 об изменении № 1 документа «Отчёт по углубленной оценке безопасности Билибинская атомная электрическая станция. Блок 2».

69. Извещение № БиАЭС 11.929.19 от 02.10.2019 об изменении № 6 документа «Руководство по управлению запроектными авариями Билибинской АЭС» БиАЭС 1.2.5.01.001.11.25-2013.
70. Извещение № БиАЭС 11.944.19 от 07.10.2019 об изменении № 7 документа «Руководство по управлению запроектными авариями Билибинской АЭС» БиАЭС 1.2.5.01.001.11.25-2013.
71. Извещение № БиАЭС 11.866.19 от 08.10.2019 об изменении № 8 документа «Технологический регламент безопасной эксплуатации блока № 2 Билибинской АЭС» БиАЭС 1.2.1.01.001.11.114.2-2017.
72. Извещение ФРКП 889 ИИ от 30.10.2019 об изменении № 2 документа «Отчет по углубленной оценке безопасности Билибинская атомная электрическая станция. Блок 2».
73. Извещение ФРКП 862 ИИ от 30.10.2019 об изменении № 33 документа «Отчёт по углубленной оценке безопасности Билибинская атомная электрическая станция. Блок 1-4».
74. Извещение ФРКП 863 ИИ от 30.10.2019 об изменении № 34 документа «Отчёт по углубленной оценке безопасности Билибинская атомная электрическая станция. Блок 1-4».
75. Извещение ФРКП 864 ИИ от 30.10.2019 об изменении № 35 документа «Отчёт по углубленной оценке безопасности Билибинская атомная электрическая станция. Блок 1-4».
76. Извещение ФРКП 859 ИИ от 30.10.2019 об изменении № 36 документа «Отчёт по углубленной оценке безопасности Билибинская атомная электрическая станция. Блок 1-4».
77. Извещение ФРКП 888 ИИ от 30.10.2019 об изменении № 37 документа «Отчёт по углубленной оценке безопасности Билибинская атомная электрическая станция. Блок 1-4».

78. Извещение № БиАЭС № 11.1066.19 от 13.12.2019 об изменении № 3 Программы обеспечения качества при эксплуатации Билибинской АЭС (ПОКАС(Э)), БиАЭС 1.3.2.02.001.11.34-2016. УТВ. 17.07.2019.

Дополнительные документы, использованные при экспертизе

- 1д. Программа комплексного обследования энергоблока № 1 и общестанционного оборудования Билибинской АЭС (БИЛАЭС 1ПРГ-75 (3.3)-2015). – Билибинская АЭС, 2015 г.
- 2д. Заключительный отчёт по результатам комплексного обследования энергоблока № 1 и общестанционных систем Билибинской АЭС, инв. № БИЛАЭС 1отч-18К (3.3)-2017. – Билибинская АЭС, 2017 г.
- 3д. Частный отчёт по результатам комплексного обследования систем пожаротушения энергоблока № 1 Билибинской АЭС, инв. № 38-10/2016. – Билибинская АЭС, 2016 г.
- 4д. Экспертное заключение о безопасности эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС в связи с пересмотром Анализа несоответствий энергоблока требованиям действующих нормативных документов, Технологического регламента по эксплуатации, внесением изменений в ОУОБ и Паспорт РУ (ДНП-5-3942-2017). – М.: ФБУ «НТЦ ЯРБ», 2017 г.
- 5д. N.V. Shebalin, V.G. Trifonov, A.I. Kozhurin, V.I. Ulomov, R.V. Totevossian and A.I. Ioffe «A Unified Seismotectonic Zonation of Northern Eurasia» // Journal of Earthquake Prediction Research 8 (2000) 8-31.
- 6д. Инструкция по учёту и контролю радиоактивных веществ и радиоактивных отходов реакторно-турбинного цеха Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.1.02.999.01.340-2019). – Билибинская АЭС, 2019 г.
- 7д. Обоснование водно-химического режима основного циркуляционного контура на продлённый срок эксплуатации реакторов ЭГП-6

- Билибинской АЭС. Техническая справка о научно-исследовательской работе исх.№ 29-46/495к. – г. Обнинск, ФЭИ им. А.И. Лейпунского, 2004 г.
- 8д. Годовой отчёт по оценке состояния безопасной эксплуатации энергоблоков Билибинской АЭС в 2017 году. Рег. № 25/01-2018 от 14.03.2018. – г. Билибино, 2018 г.
- 9д. Аттестационный паспорт программного средства RELAP5/mod 3.2, рег. № 317 от 09.10.2012.
- 10д. Аттестационный паспорт программного средства COSMOS/M v.2.9, рег. № 269 от 18.02.2010.
- 11д. Экспертное заключение о безопасности эксплуатации энергоблока № 4 Билибинской АЭС в период дополнительного срока (ДНП-5-3377-2016). – М.: ФБУ «НТЦ ЯРБ», 2016 г.
- 12д. Экспертное заключение о безопасности эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС в связи с корректировкой проектной и эксплуатационной документации (ДНП-5-4362-2018). – М.: ФБУ «НТЦ ЯРБ», 2018 г.
- 13д. Экспертное заключение о безопасности эксплуатации энергоблоков № 1, № 2, № 3, № 4 Билибинской АЭС в связи с пересмотром и внесением изменений в эксплуатационную документацию (ДНП-5-3378-2016). – М.: ФБУ «НТЦ ЯРБ», 2016 г.
- 14д. Экспертное заключение о безопасности эксплуатации энергоблоков № 1, № 2, № 3 и № 4 Билибинской АЭС в связи с корректировкой проектной и эксплуатационной документации (ДНП-5-3747-2017) – М.: ФБУ «НТЦ ЯРБ», 2017 г.
- 15д. Экспертное заключение о безопасности эксплуатации энергоблока № 1 Билибинской АЭС в связи с корректировкой проектной и

эксплуатационной документации (ДНП-5-4211-2018). – М.: ФБУ «НТЦ ЯРБ», 2018 г.

- 16д. Экспертное заключение о безопасности эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС в связи с проведением работ в период ППР-2018 и внесением изменений в проектную и эксплуатационную документацию (ДНП-5-4039-2018). – М.: ФБУ «НТЦ ЯРБ», 2018 г.
- 17д. Обоснование ВХР ОЦК на продлённый срок эксплуатации реакторов ЭГП-6 Билибинской АЭС. Технический отчёт. – М.: АО «Концерн «Росэнергоатом», 2017 г.
- 18д. Технический отчёт по мониторингу строительных конструкций зданий и сооружений Билибинской АЭС, проводимому ГТН ПТО в 2017 году. Утв. 31.08.2018. – Билибинская АЭС, 2018 г.
- 19д. Сертификат-разрешение на конструкцию и перевозку упаковки RUS/3043/IF-96T. Транспортный упаковочный комплект ТК-С7М с ТВС реактора ЭГП-6. – М.: Государственная корпорация по атомной энергии «Росатом», 2015 г.
- 20д. Экспертное заключение о безопасности эксплуатации энергоблока № 1 Билибинской АЭС, остановленного для вывода из эксплуатации (ДНП-5-4197-2018). – М.: ФБУ «НТЦ ЯРБ», 2018 г.
- 21д. Экспертное заключение о безопасности эксплуатации энергоблока № 1 Билибинской АЭС в связи с корректировкой проектной и эксплуатационной документации (ДНП-5-4361-2018). – М.: ФБУ «НТЦ ЯРБ», 2018 г.
- 22д. Отчёт по результатам комплексного обследования строительных конструкций энергоблоков № 1 – 4 и объектно-вспомогательного корпуса Билибинской АЭС для определения их остаточного ресурса на

период подготовки к выводу из эксплуатации и вывода из эксплуатации, инв. № 2-54/149-2015. – Билибинская АЭС, 2015 г.

- 23д. Отчёт по углубленной оценке безопасности энергоблока № 3 Билибинской АЭС. Сводный том. Приложения №№ 1 – 8. – М.: ОАО «Концерн Росэнергоатом», 2003 г.
- 24д. Отчёт по углубленной оценке безопасности энергоблока № 4 Билибинской АЭС Сводный том. Приложения №№ 1 – 8. – М.: ОАО «Концерн Росэнергоатом», 2015 г.
- 25д. Технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 3 Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.1.01.001.11.114.3-2017).
- 26д. Технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 4 Билибинской АЭС (БиАЭС 1.2.1.01.001.11.114.4-2017).
- 27д. Экспертное заключение о безопасности эксплуатации энергоблоков № 1, № 2, № 3, № 4 Билибинской АЭС в связи с корректировкой проектной и эксплуатационной документации (ДНП-5-4653-2019). – М.: ФБУ «НТЦ ЯРБ», 2019 г.
- 28д. Техническое обоснование безопасности реакторных установок ЭГП-6 Билибинской АЭС, 1303.00.000Д. – Ижорские заводы, 1993 г.
- 29д. Расчётные данные, используемые при заполнении таблицы 9 «Паспорта РУ ЭГП-6 1-4 блоков БиАЭС». Письмо ФЭИ, исх. № 31-11/28 от 06.03.1996.
- 30д. Паспорт № 2-БИЛ-2018 реакторной установки энергоблока № 2 Билибинской АЭС с ЭГП-6.
- 31д. Аттестационный паспорт программного средства ACADEM, рег. № 280 от 15.11.2010.

- 32д. Технический отчёт по мониторингу строительных конструкций зданий и сооружений Билибинской АЭС проводимому ГТН ПТО в 2014 году. – Билибинская АЭС, 2015 г.
- 33д. Технический отчёт по мониторингу строительных конструкций зданий и сооружений Билибинской АЭС, проводимому ГТН ПТО в 2016 году. УТВ. 18.05.2017. – Билибинская АЭС, 2017 г.
- 34д. Отчёт по результатам комплексного обследования строительных конструкций энергоблоков 1 ÷ 4 Билибинской АЭС и объединённо-вспомогательного корпуса Билибинской АЭС для определения их остаточного ресурса на период подготовки к выводу из эксплуатации и вывода из эксплуатации. Инв. № 2-54/149-2015. – г. Билибино, 2016 г.
- 35д. Аттестационный паспорт программного средства dPipe, регистрационный № 265 от 23.09.2009.
- 36д. Заключение о техническом состоянии и остаточном ресурсе строительных конструкций зданий и сооружений Билибинской АЭС. Инв. № 5-54/149-2015-изм. 1. – г. Билибино, 2016 г.
- 37д. Техническая справка о состоянии вентиляционных труб энергоблоков № 1, 2 Билибинской АЭС. 2018 г.
- 38д. Аттестационный паспорт программного средства SCAD Office (версия 21.1), рег. № 417 от 15.06.2017.
- 39д. Аттестационный паспорт программного средства SOLVIA, рег. № 416 от 26.12.2018.
- 40д. Аттестационный паспорт программного средства РГБ 2.0, рег. № 245 от 24.10.2018.
- 41д. Проведение металловедческих исследований образцов металла и сварных соединений НП и ББЗ энергоблока № 1 Билибинской АЭС. Определение фактических характеристик металла и сварных

соединений НП и ББЗ энергоблока № 1 и прогнозных оценок на период эксплуатации МК реактора ЭГП-6 до 2025 года. Промежуточный отчёт. – СПб.: ЦНИИ КМ «Прометей», 2019 г.

- 42д. Аттестационный паспорт программного средства Risk Spectrum PSA Professional, версия 1.10, рег. № 423. Дата выдачи 15.06.2017.
- 43д. Руководство по наблюдениям за деформациями оснований и фундаментов зданий и сооружений. – М.: Научно-исследовательский институт оснований и подземных сооружений им. Н. М. Герсеванова Госстроя СССР, 1975 г.
- 44д. Программа вывода из эксплуатации энергоблока № 1 Билибинской АЭС, № ПРГ 1.2.2.15.004.055-2019 от 16.09.2019.
- 45д. Программа производства инженерно-геодезических работ. Объект Билибинская АЭС. Шифр 08.10.20049Д. Главное управление геодезии и картографии при Совете министров СССР. – ВПО «Инженерная геодезия», 1989 г.
- 46д. Аттестационный паспорт программного средства ВЫБРОС-3.1, рег. № 395. Дата выдачи 14.97.2016.
- 47д. Аттестационный паспорт программного средства ММКФК-2, рег. № 134. Дата выдачи 02.11.2001 (срок действия паспорта продлён до 02.11.2021).
- 48д. Письмо Билибинской АЭС № 9/Ф03/01/110906 от 16.07.2019 о направлении решений в ЦМТУ.
- 49д. Программа работ по устранению недостатков, отмеченных в экспертном заключении ДНП-5-4580-2019 «Безопасность эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период дополнительного срока». УТВ. 27.11.2019.

Приложение 2. Перечень нормативных документов, использованных при экспертизе

Федеральный закон РФ от 10.02.1997 № 170-ФЗ	Об использовании атомной энергии
Федеральный закон РФ от 11.07.2011 № 190-ФЗ	Об обращении с радиоактивными отходами и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации
Федеральный закон РФ от 30.12.2009 № 384-ФЗ	Технический регламент о безопасности зданий и сооружений
Постановление Правительства РФ от 19.07.2007 № 456	Правила физической защиты ядерных материалов, ядерных установок и пунктов хранения ядерных материалов
Постановление Правительства РФ от 19.07.2007 № 456	Правила физической защиты ядерных материалов, ядерных установок и пунктов хранения ядерных материалов.
Постановление Правительства РФ от 19.10.2012 № 1069	О критериях отнесения твёрдых, жидких и газообразных отходов к радиоактивным отходам, критериях отнесения радиоактивных отходов к особым радиоактивным отходам и к удаляемым радиоактивным отходам и критериях классификации удаляемых радиоактивных отходов
НП-001-15	Общие положения обеспечения безопасности атомных станций
НП-002-15	Правила безопасности при обращении с радиоактивными отходами атомных станций

НП-003-97	Требования к полномасштабным тренажерам для подготовки операторов блочного пункта управления атомной станции
НП-004-08	Положение о порядке расследования и учёта нарушений в работе атомных станций
НП-005-16	Положение о порядке объявления аварийной обстановки, оперативной передачи информации и организации экстренной помощи атомным станциям в случаях радиационно опасных ситуаций
НП-010-16	Правила устройства и эксплуатации локализирующих систем безопасности атомных станций
НП-012-16	Правила обеспечения безопасности при выводе из эксплуатации блока атомной станции
НП-015-12	Типовое содержание плана мероприятий по защите персонала в случае аварии на атомной станции
НП-017-18	Основные требования к продлению срока эксплуатации блока атомной станции
НП-019-15	Сбор, переработка, хранение и кондиционирование жидких радиоактивных отходов. Требования безопасности
НП-020-15	Сбор, переработка, хранение и кондиционирование твёрдых радиоактивных отходов. Требования безопасности
НП-021-15	Обращение с газообразными радиоактивными отходами. Требования безопасности
НП-026-16	Требования к управляющим системам, важным для безопасности атомных станций

НП-030-12	Основные правила учёта и контроля ядерных материалов
НП-031-01	Нормы проектирования сейсмостойких атомных станций
НП-034-15	Правила физической защиты радиоактивных веществ, радиационных источников и пунктов хранения
НП-036-05	Правила устройства и эксплуатации систем вентиляции, важных для безопасности атомных станций
НП-040-02	Правила обеспечения водородной взрывозащиты на атомной станции
НП-043-18	Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъёмных машин и механизмов, применяемых на объектах использования атомной энергии
НП-053-16	Правила безопасности при транспортировании радиоактивных материалов
НП-058-14	Безопасность при обращении с радиоактивными отходами. Общие положения
НП-061-05	Правила безопасности при хранении и транспортировании ядерного топлива на объектах использования атомной энергии
НП-064-17	Учёт внешних воздействий природного и техногенного происхождения на объекты использования атомной энергии
НП-067-16	Основные правила учёта и контроля радиоактивных веществ и радиоактивных отходов в организации
НП-068-05	Трубопроводная арматура для атомных станций. Общие технические требования

НП-071-18	Правила оценки соответствия продукции, для которой устанавливаются требования, связанные с обеспечением безопасности в области использования атомной энергии, а также процессов ее проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации, утилизации и захоронения
НП-073-11	Правила физической защиты радиоактивных веществ и радиационных источников при их транспортировании
НП-081-07	Требования к организации зон баланса материалов
НП-082-07	Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций
НП-083-15	Требования к системам физической защиты ядерных материалов, ядерных установок и пунктов хранения ядерных материалов
НП-084-15	Правила контроля основного металла, сварных соединений и наплавленных поверхностей при эксплуатации оборудования, трубопроводов и других элементов атомных станций
НП-086-15	Правила устройства и эксплуатации исполнительных механизмов органов воздействия на реактивность
НП-087-11	Требования к системам аварийного электроснабжения атомных станций
НП-089-15	Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок

НП-090-11	Требования к программе обеспечения качества для объектов использования атомной энергии
НП-091-14	Обеспечение безопасности при выводе из эксплуатации объектов использования атомной энергии. Общие положения
НП-093-14	Критерии приемлемости РАО для захоронения
НП-094-18	Основные требования к обоснованию прочности и термомеханического поведения тепловыделяющих сборок и тепловыделяющих элементов в активной зоне водородных энергетических реакторов
НП-095-15	Основные требования к вероятностному анализу безопасности блока атомной станции
НП-096-15	Требования к управлению ресурсом оборудования и трубопроводов атомных станций
НП-099-17	Требования к составу и содержанию отчёта по обоснованию безопасности пунктов хранения радиоактивных отходов
НП-100-17	Требования к составу и содержанию отчета по обоснованию безопасности пунктов захоронения радиоактивных отходов
НПБ 104-03	Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях
НПБ 105-03	Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

НПБ 110-03	Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией
НПБ 113-03	Пожарная безопасность атомных станций. Общие требования
НПБ 114-02	Противопожарная защита атомных станций. Нормы проектирования
НПБ 242-97	Классификация и методы определения пожарной опасности электрических кабельных линий
НРБ-99/2009	Нормы радиационной безопасности
ОСПОРБ-99/2010	Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности
ПиН АЭ-5.6	Нормы строительного проектирования АС с реакторами различного типа
ПНАЭ Г-7-002-86	Нормы расчёта на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок
ПРБ АС-99	Правила радиационной безопасности при эксплуатации атомных станций
СО 153-34.21.322-2003	Методические указания по организации и проведению наблюдений за осадками фундаментов, деформациями зданий и сооружений строящихся и эксплуатируемых тепловых электростанций
СП АС-03	Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций

СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

СП 13.13130.2009 Атомные станции. Требования пожарной безопасности

Дополнительно использованные документы

ГОСТ ISO 9000-2015 Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь

ГОСТ 1497-84 Методы испытаний на растяжение

ГОСТ 12.3.047-2012 Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля

ГОСТ 30247.1-94 Конструкции строительные. Методы испытаний на огнестойкость. Несущие и ограждающие конструкции

ГОСТ 31937-2011 Межгосударственный стандарт. Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния

ГОСТ Р 50.04.03-2018 Система оценки соответствия в области использования атомной энергии. Оценка соответствия в форме испытаний. Аттестационные испытания технологий сварки (наплавки)

ГОСТ Р 50.04.07-2018 Система оценки соответствия в области использования атомной энергии. Оценка соответствия в форме испытаний. Аттестационные испытания систем неразрушающего контроля

МТ 1.2.3.06.0127-2012 Методика оценки ресурса графитовой кладки реакторов ЭГП-6 Билибинской АЭС

ПНАЭ Г-1-001-85 Типовое содержание технического обоснования безопасности атомных станций (ТС ТОБ АС-85)

РБ-001-05	Рекомендации по содержанию отчёта по углублённой оценке безопасности действующих энергоблоков атомных станций (ОУОБ АС)
РБ-002-16	Водно-химический режим атомных станций
РБ-013-2000	Требования к содержанию программы вывода из эксплуатации блока атомной станции
РБ-019-18	Оценка исходной сейсмичности района и площадки размещения объекта использования атомной энергии при инженерных изысканиях и исследованиях
РБ-021-14	Основные рекомендации к разработке вероятностного анализа безопасности уровня 1 для блока атомной станции при инициирующих событиях, обусловленных внешними воздействиями природного и техногенного происхождения
РБ-024-11	Положение об основных рекомендациях к разработке вероятностного анализа безопасности уровня 1 для внутренних инициирующих событий для всех режимов работы энергоблока атомной станции
РБ-027-04	Состав и содержание отчёта по результатам комплексного обследования блока атомной станции для продления срока его эксплуатации
РБ-028-04	Анализ несоответствий блока атомной станции требованиям действующих нормативных документов
РБ-044-18	Рекомендации по разработке вероятностного анализа безопасности уровня 2 для блока атомной станции

РБ-076-12	Основные рекомендации к разработке вероятностного анализа безопасности уровня 1 блока атомной станции для инициирующих событий, обусловленных внутриплощадочными пожарами и затоплениями
РБ-116-17	Рекомендации к разработке вероятностного анализа безопасности для хранилищ отработавшего ядерного топлива
РБ-123-17	Основные рекомендации к разработке вероятностного анализа безопасности уровня 1 для блока атомной станции при исходных событиях, обусловленных сейсмическими воздействиями
РБ-129-17	Рекомендации по формированию и поддержанию культуры безопасности на атомных станциях и в эксплуатирующих организациях атомных станций
РБ-131-17	Установление и методы мониторинга ресурсных характеристик арматуры атомных станций
РБ-132-17	Установление и методы мониторинга ресурсных характеристик работающих под давлением оборудования и трубопроводов атомных станций
РБ-133-17	Установление и методы мониторинга ресурсных характеристик насосов атомных станций
РБ-137-17	Состав и содержание паспорта реакторной установки блока атомной станции
РД ЭО 0446-03	Программа-методика определения технического состояния и обоснования остаточного ресурса металлоконструкций реакторных установок ЭГП-6 энергоблоков Билибинской АЭС

РД ЭО 0462-03	Методика по обоснованию срока службы строительных конструкций, зданий и сооружений атомных станций
РД ЭО 1.1.2.05.0330-2012	Руководство по расчёту на прочность оборудования и трубопроводов реакторных установок РБМК, ВВЭР и ЭГП на стадии эксплуатации, включая эксплуатацию за пределами проектного срока службы
РД ЭО 1.1.2.09.0772-2012	Методика оценки технического состояния и ресурсных характеристик систем и средств противопожарной защиты энергоблоков атомных станций
РД ЭО 1.1.2.99.0867-2012	Методика оценки технического состояния и остаточного ресурса строительных конструкций атомных станций
РД ЭО 1.1.2.25.0295-2011	Исполнительные документы ремонтных работ с применением сварки. Виды и требования к содержанию и оформлению
СТО 1.1.1.01.002.0646- 2012	Анализ и использование опыта эксплуатации атомных станций. Основные положения (с изм. № 1 2014 г., № 2, № 3 2016 г.)
СТО 1.1.1.01.006.0327- 2015	Продление срока эксплуатации блока атомной станции
СТО 1.1.1.01.007.0281- 2010	Управление ресурсными характеристиками элементов энергоблоков атомных станций
СТО 1.1.1.01.0069- 2017	Правила организации технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных станций

СТО	Эксплуатация зданий и сооружений атомных станций.
1.1.1.02.009.1407- 2017	Основные положения
СТО	Водно-химический режим основного технологического контура и вспомогательных систем атомной электростанции с реактором ЭГП-6. Нормы качества рабочей среды и средства их обеспечения
1.1.1.02.013.1413- 2017	
СТО	Положение о годовых отчётах по оценке состояния безопасной эксплуатации энергоблоков атомных станций
1.1.1.04.001.0143- 2015	
СТО	Правила пожарной безопасности при эксплуатации атомных станций
1.1.1.04.001.1500- 2018	
СТО СРО-Г 60542954 00007- 2015	Объекты использования атомной энергии. Геодезический мониторинг зданий и сооружений в период строительства и эксплуатации
СО 153-34.21.322- 2003	Методические указания по организации и проведению наблюдений за осадкой фундаментов и деформациями зданий и сооружений строящихся и эксплуатируемых тепловых электростанций
Руководство по безопасности МАГАТЭ № NS-G-2.1	Пожарная безопасность при эксплуатации атомных станций

Руководство по Применение системы управления установками и
безопасности деятельностью

МАГАТЭ

№ GS-G-3.1

Приказ
Госкорпорации
«Росатом»
от 07.07.2014
№ 1/24-НПА

Об утверждении сроков промежуточного хранения
радиоактивных отходов и объёмов таких отходов для
организаций, эксплуатирующих особо радиационно
опасные и ядерно опасные производства и объекты
(зарегистрировано в Минюсте России 7 августа 2014 г.
№ 33475)

Приложение 3. Список участников экспертизы

Абакумова А.С.	разделы 1.2.2.6, 1.2.2.7, 3.10.7, 4.22
Антонов А.Ю.	разделы 5.2, 5.3, 5.7
Барулин Г.П.	раздел 2.1
Берг Т.В.	разделы 7.1.5, 7.1.7, 7.1.10, 7.2.3, 7.3.1, 7.3.2, 7.3.7, 7.3.8, 7.4.1, 7.4.4, 7.4.6, 7.5.6, 7.6.5, 7.7.1
Болдырева Д.А.	раздел 1.2.2.7
Бредова В.А.	разделы 7.1.6, 7.1.8, 7.2.4, 7.3.3, 7.3.4, 7.3.5, 7.3.6, 7.4.2, 7.4.3, 7.4.5, 7.5.2, 7.5.3, 7.5.4, 7.5.5
Бугаев Е.Г.	раздел 2.4
Верник А.Л.	разделы 3.10.5, 4.21, 4.23, 4.24
Верник Ю.В.	разделы 1.2.2.13, 4.20
Гусельцев А.С.	разделы 2.2, 2.5
Жидкова Е.С.	разделы 3.2, 3.3, 4.8, 4.10, 4.11, 4.13, 8.3
Захаров О.О.	разделы 1.2.1, 1.2.2.5, 3.1, 4.15, 4.27
Ивочкин М.Ю.	разделы 7.1.1, 7.1.2, 7.1.3, 7.1.4, 7.1.9, 7.2.1, 7.2.2, 7.5.1, 7.6.1, 7.6.4, 7.7.2, 7.7.3, 7.7.4, 7.7.5
Истомина Н.Н.	разделы 1.2.2.1, 1.2.2.3, 1.2.2.8, 1.2.2.9, 1.2.2.12, 1.2.2.15, 1.6, 3.10.1, 3.10.2, 3.10.3, 3.10.9, 4.2, 4.12, 4.16, 4.17, 6.2.1, 6.2.6, 6.3.2, 6.3.3, 6.3.7, 6.4.1, 6.4.2, 6.4.4, 8.4 и общая редакция
Киркин А.М.	раздел 9.3
Комков П.М.	разделы 1.2.2.14, 1.4, 1.4.1, 4.25, 6.3.6
Крюков А.М.	разделы 5.6, 10.2, 10.4 – 10.10, 10.12, 10.14

Кузьминов А.В.	разделы 5.1, 5.1.1
Курындин А.В.	раздел 9.1
Лебединский В.И.	раздел 5.5
Лепёшкин А.А.	разделы 1.2.2.11, 3.4.3, 3.4.4, 4.19, 4.26, 5.8
Маковский С.В.	разделы 1.2.2.13, 4.20, 9.3, 9.4
Малофеев А.А.	раздел 2.3
Меньщикова В.В.	раздел 2.6.1
Новаков И.Г.	раздел 9.2
Обручков В.А.	раздел 8.1
Орлов М.Ю.	раздел 3.8
Петровский Н.П.	раздел 3.7
Пивоваров В.А.	разделы 1.1, 1.2.2.2, 1.2.2.4, 1.2.2.10, 1.3, 1.5, 3.10.8, 4.1, 4.4, 4.5, 4.14, 4.18, 6.1, 6.2.2, 6.2.3, 6.2.11, 6.3.1, 6.3.4, 6.3.6, 8.2
Плеханов В.Ш.	раздел 3.10.4
Родин П.А.	раздел 3.4.5
Рубцов В.С.	разделы 3.4.1, 3.4.2, 5.4, 10.1, 10.3, 10.11, 10.13
Самохин А.Г.	разделы 4.3, 4.7, 4.9, 6.2.4, 6.2.5, 6.2.7, 6.2.8, 6.2.9, 6.2.10, 6.4.3
Синегрибов С.В.	разделы 9.2, 9.4
Смирнова Т.А.	раздел 3.10.10
Сорокин Д.В.	разделы 3.9, 4.6, 6.4.4, 6.5
Субботин Е.П.	разделы 3.5, 3.6
Фелицын М.А.	раздел 3.10.6

Филонов Д.М.	раздел 2.6.1
Фихиева Л.М.	разделы 2.6.2, 2.6.3, 2.6.4
Харитонов Н.Л.	разделы 4.28, 6.3.5
Шаповалов А.С.	разделы 4.6, 6.5
Югай Т.З.	разделы 7.6.2, 7.6.3
Юдина И.В.	координация работы по экспертизе

Экспертное заключение о безопасности эксплуатации энергоблока № 2 Билибинской АЭС в период повторного дополнительного срока эксплуатации (ДНП-5-4580-2019). – М.: ФБУ «НТЦ ЯРБ», 2019 г. – 693 л.

	 <div data-bbox="555 1464 724 1653"> <p>Система менеджмента ISO 9001:2015</p> <p>www.tuv.com ID 9105068067</p> </div> 	<p>Система менеджмента качества ФБУ «НТЦ ЯРБ» сертифицирована на соответствие требованиям международного стандарта ISO 9001:2015 и национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р ИСО 9001-2015</p>
---	--	--

Рассылка:

Ростехнадзор	1 экз.
АО «Концерн Росэнергоатом»	1 экз.
ФБУ «НТЦ ЯРБ»	1 экз.