

ГОЛОВНОЙ БЛОК НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ – ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТА ВВЭР-1200

В.Г. Асмолов*, **И.Н. Гусев****, **В.Р. Казанский****, **В.П. Поваров****,
Д.Б. Стацура**

* Госкорпорация «Росатом»

119017, Москва, ул. Большая Ордынка, 24

** Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция»
396072, Воронежская обл., г. Нововоронеж, Промышленная зона Южная, 1



Рассматривается ввод в эксплуатацию энергоблока нового поколения АЭС-2006 с реактором ВВЭР-1200. Приводятся сравнительные характеристики нового энергоблока № 1 НВАЭС-2 и серийных энергоблоков ВВЭР-1000 (проект В-320). Описываются примененные в проекте АЭС-2006 некоторые конструктивные и схемные решения, позволившие увеличить установленную мощность энергоблока, которая была достигнута, в частности, за счет увеличения давления первого контура на 0,5 МПа и давления в парогенераторах на 0,6 МПа, а также за счет увеличения производительности главных циркуляционных насосов на 2000 м³/ч. Рассмотрены основные отличия оборудования, состава пассивных и активных систем безопасности энергоблока серии АЭС-2006. Приведено краткое описание систем безопасности, впервые примененных на российских энергоблоках, например, двухканальная структура активных систем безопасности с резервированием в каждом канале аварийных насосов, двойная защитная оболочка контейнента, устройство локализации расплава активной зоны, система пассивного отвода тепла в атмосферу и др. За счет увеличения количества БРУ-К оказалось возможным повысить их быстродействия с 15-ти до 3 с, что позволило значительно увеличить маневренность энергоблока в нештатных режимах. Рассмотрена структура АСУ ТП, примененная в проекте АЭС-2006 с использованием программируемой техники, реализованной на базе TELEPERM XS. Проанализированы особенности ввода энергоблока в эксплуатацию, выявлены проблемные вопросы, возникшие на различных этапах сооружения, приведены некоторые данные о проведенных испытаниях и результаты этих испытаний.

Проведен анализ проектных недостатков, выявленных в процессе сооружения и ввода в эксплуатацию энергоблока, дана оценка проекту, а также сформулированы предложения по доработке проекта ВВЭР-1200 для учета в проектах последующих АЭС.

Ключевые слова: АЭС-2006, реактор, парогенератор, энергоблок, система безопасности, авария, АСУ ТП, эксплуатация, оборудование, защитная оболочка, гидроемкость.

ВВЕДЕНИЕ

Одно из важнейших событий в атомной энергетике России и мира произошло на Нововоронежской АЭС-2 – сдан в промышленную эксплуатацию энергоблок № 1.

Технология ВВЭР [1], безусловно, сыграла определяющую роль на ключевых этапах становления и развития ядерной энергетики Советского Союза и России. Все головные энергоблоки, созданные по технологии ВВЭР, начали свою долгую жизнь на площадке НВАЭС. Здесь произошли пуски энергоблоков с реакторами ВВЭР-210 и ВВЭР-365. Здесь начинали свою жизнь первенцы следующих поколений ВВЭР – первые ВВЭР-440, первый ВВЭР-1000. Сооружение и эксплуатация головных энергоблоков на НВАЭС подтвердили техническую осуществимость надежных и эффективных промышленных энергоисточников на ядерном топливе, обеспечили вывод технологии ВВЭР на международный рынок реакторных технологий [2, 3]. В критический период после аварии на Чернобыльской АЭС именно энергоблоки ВВЭР обеспечили устойчивость ядерной энергетики страны. Очередной головной энергоблок нового поколения, созданный по технологии ВВЭР, сдан в промышленную эксплуатацию на площадке Нововоронежской АЭС.

Нововоронежская АЭС-2 – атомная станция нового поколения, сооружаемая по разработанному ОАО «Атомэнергопроект» проекту «АЭС-2006», где применена реакторная установка ВВЭР-1200 (проект РУ В-392М) [4]. Сравнительные показатели РУ ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200 даны в табл. 1, 2.

Таблица 1

Сравнение показателей серийного энергоблока В-320 и проекта АЭС-2006

Количество	ВВЭР-1000 (РоАЭС, блок 3)	ВВЭР-1200 (НВАЭС-2)
Технологических систем	247	482
Насосных агрегатов	339	779
Вентиляционных установок	676	1 600
Грузоподъемных механизмов	35	158
Приводов ОР СУЗ	61	121
Электроприводной арматуры	4 319	6 175
Алгоритмов ФГУ	34	154
Технологических защит и блокировок	3 686	11 140
Измерительных каналов	6 238	12 081
Испытаний на всех этапах ввода в эксплуатацию	1 638	2 231

Проекты усовершенствованных легководяных реакторов активно разрабатываются в последние 25 лет в двух направлениях: первое – так называемые эволюционные проекты, которые базируются на основе существующих АЭС, с добавлением новых технологических усовершенствований и модификаций; второе – проекты АЭС, характеризующиеся большим количеством отличий от существующих РУ, в которых преобладают принципы пассивной работы, такие как естественная гравитация, давление сжатого газа [5].

Целью разработки проекта АЭС-2006 являлись повышенная безопасность, экономическая конкурентоспособность, потребительская привлекательность по надежности, маневренности, ремонтпригодности.

Повышение параметров первого и второго контуров (давление и температура) и производительности главных циркуляционных насосов на 2000 м³/ч позволило увеличить тепловую мощность энергоблока и надежность теплосъема от активной зоны (АЗ) реактора.

Значительная часть систем и оборудования энергоблока спроектирована, изготовлена

и вводится в эксплуатацию впервые. По сравнению с серийными энергоблоками АЭС в проекте НВАЭС-2 предусмотрены дополнительные системы безопасности, основанные на пассивных принципах работы.

Таблица 2

Сравнительный анализ технико-экономических показателей и характеристик безопасности АЭС с ВВЭР-1000 и АЭС-2006 [6, 7]

Показатель	ВВЭР-1000	АЭС-2006	Комментарий
Номинальная тепловая мощность, МВт	3000	3200	Повышение параметров сред первого и второго контуров позволило увеличить тепловую мощность реактора, паропроизводительность ПГ и электрическую мощность генератора
Номинальная электрическая мощность, МВт	1000	1200	
Номинальное давление первого контура, МПа	15,7	16,2	
Номинальное давление в ПГ, МПа	6,3	6,9	
Номинальная паропроизводительность ПГ, т/ч	1470	1602	
Системы безопасности (количество каналов)	3	2	Существенно уменьшена стоимость блока. Уровень безопасности значительно повысился за счет оптимального сочетания активных и пассивных систем. Выполнение каждой функции безопасности дублируется минимум двумя различными системами в каждом канале
Система приводов ОР СУЗ (количество приводов, шт.)	61	121	Повышение безопасности, более глубокая подкритичность после АЗ. Температура повторной критичности менее 100°C.
Главный циркуляционный насос (производительность, м ³ /ч)	20000	22000	Увеличение тепловой мощности. Применено водяное охлаждение подшипников насоса. Маслосистема расположена рядом с электродвигателем
Система продувочной воды ПГ (суммарный расход, т/ч)	40	140	Увеличение ресурса ПГ. Применение новой схемы без расширителей продувки ПГ
Генератор (система охлаждения)	Водород-вода	Воздух-вода	Пожаробезопасность, уменьшение габаритов
БРУ-К (количество, шт.)	4	8	Увеличение количества БРУ-К и увеличение их быстродействия с 15 до 3 с позволило значительно увеличить маневренность блока в нештатных режимах

В проект РУ В-392М [4, 8] внесен ряд конструктивных усовершенствований:

- улучшены ядерно-физические свойства АЗ;
- обеспечены отрицательные коэффициенты реактивности в более широком диапазоне технологических параметров;
- применены новые системы контроля и диагностики оборудования;
- усовершенствованы системы нейтронного и радиационного контроля состояния АЗ;
- продлен срок службы основного оборудования РУ до 60-ти лет;
- увеличена максимальная величина выгорания топлива до 70 МВт-сут/кгU;

– снижена длительность простоев и повышен коэффициент использования установленной мощности (КИУМ).

В проекте НВАЭС-2 реализован ряд дополнительных технических мер:

- применение усовершенствованных локализирующих системы безопасности, включающих в себя двойную защитную оболочку с вентилируемым зазором;
- устройство для удержания расплавленных материалов АЗ гарантирует исключение выхода радиоактивности в окружающую среду в случае возникновения чрезвычайных ситуаций;
- система пассивного отвода тепла от парогенераторов позволяет расхолодить РУ при полном обесточивании энергоблока;
- система пассивного залива активной зоны реактора с гидроемкостями второй ступени.

ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭНЕРГБЛОКА

В состав энергоблока (рис. 1) входят

- водо-водяной реактор В-392М тепловой мощностью 3200 МВт, работающий на тепловых нейтронах, с ресурсом корпуса 60 лет (теплоноситель и замедлитель – химически обессоленная вода с борной кислотой, концентрация которой изменяется в процессе эксплуатации; ядерное топливо – двуокись урана);
- четыре парогенератора ПГВ-1000МКП горизонтального типа;
- турбоустановка К-1200-6,8/50 с одним цилиндром высокого давления и четырьмя цилиндрами низкого давления;
- турбогенератор типа ТЗВ-1200-2А.

Схема компоновки оборудования первого контура приводится на рис. 2.

Впервые применен новый генератор с полным водяным охлаждением (ротор, обмотка статора, сердечник статора) и двумя трехфазными обмотками статора.

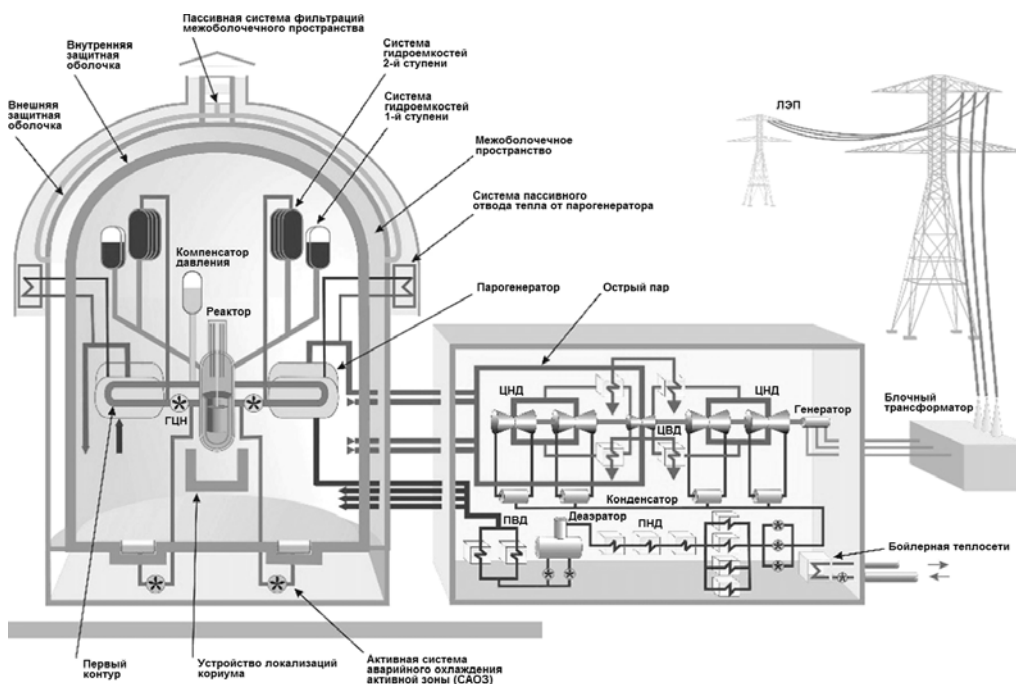


Рис. 1. Принципиальная схема энергоблока НВАЭС-2 [4]

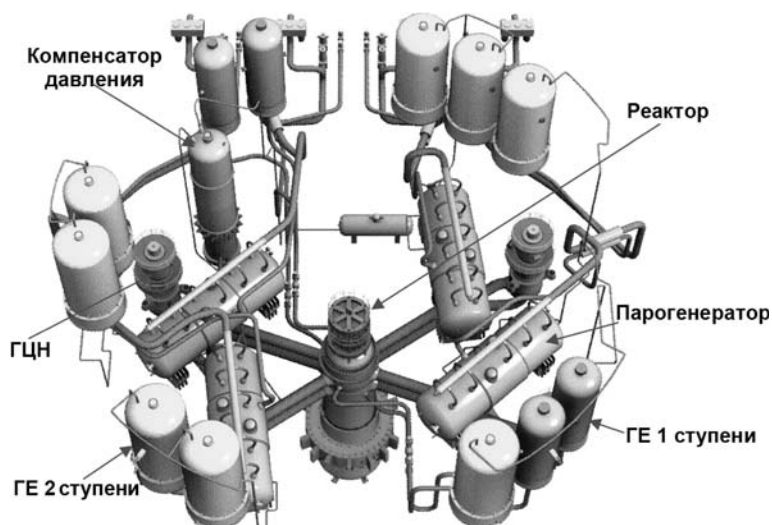


Рис. 2. Компоновка оборудования первого контура НВАЭС-2

РЕАКТОРНАЯ УСТАНОВКА

РУ В-392М является результатом эволюционного развития и совершенствования реакторных установок с водо-водяными энергетическими реакторами, технические решения которых проверены в процессе эксплуатации в составе АЭС [9].

Отличие корпуса реактора, используемого в проекте РУ В-392М, от корпуса реактора серийной РУ заключается в следующем:

- увеличен диаметр корпуса реактора на 100 мм;
- длина корпуса реактора увеличена на 300 мм за счет увеличения длины опорной обечайки;
- ограничено содержания никеля в основном металле и металле швов сварных соединений, расположенных напротив АЗ;
- предусмотрена новая программа образцов-свидетелей (размещение облучаемых образцов-свидетелей непосредственно на стенке корпуса реактора).

Увеличение диаметра корпуса позволяет уменьшить значение флюенса быстрых нейтронов на стенку реактора с целью обеспечения проектного срока службы 60 лет, снизить потоки нейтронов в районе шахты реактора и зоны патрубков.

Удлинение корпуса реактора позволяет уменьшить значение флюенса быстрых нейтронов (примерно на 10%) на сварном соединении приварки опорной обечайки к обечайке зоны патрубков, улучшить условия охлаждения АЗ в аварийных ситуациях с потерей теплоносителя.

Особенности АЗ и топливного цикла реактора ВВЭР-1200:

- конструкция АЗ обеспечивает работу в гибких топливных циклах длительностью от 12-ти до 24-х месяцев;
- предусмотрено продление топливного цикла за счет использования температурного и мощностного эффектов реактивности на срок до 60-ти суток.
- предусмотрен повышенный уровень выгорания топлива на уровне 70 МВтсут/кгU в среднем по топливу максимально выгоревшей ТВС;
- конструкция ТВС является ремонтпригодной и обеспечивает возможность дистанционного извлечения и замены дефектного твэла с помощью простых ремонтных приспособлений;
- используется урановое топливо UO_2 , возможно применение уран-гадолиниевого топлива $UO_2Gd_2O_3$;

- температура повторной критичности – менее 100°C;
- увеличение массы загружаемого в реактор топлива за счет увеличения длины топливного столба и изменения размеров топливной таблетки.

ПАРОГЕНЕРАТОР

Парогенератор предназначен для генерации сухого насыщенного пара за счет отвода тепла от теплоносителя первого контура [10, 11].

В парогенераторе ПГВ-1000МКП применена разреженная коридорная компоновка теплообменных труб в трубном пучке, что наряду с введением этаноламинового водно-химического режима второго контура и исключением медьсодержащих элементов в оборудовании второго контура обеспечит надежную работу трубного пучка ПГ в течение 60-ти лет.

Для повышения надежности парогенераторов в процессе их эксплуатации применяется новая конструкция со следующими основными конструктивными отличиями:

- применена разреженная коридорная компоновка труб в теплообменном пучке;
- увеличен диаметр корпуса парогенератора с целью увеличения запаса воды по второму контуру с 52 до 63 т;
- увеличен расход непрерывной и периодической продувки;
- введены смывные устройства для удаления шлама с нижних рядов теплообменных труб и корпуса ПГ в период ППР;
- увеличена скорость циркуляции в трубном пучке;
- снижена возможность забивания межтрубного пространства отслоившимся шламом;
- облегчен доступ в межтрубное пространство для инспекции;
- увеличено пространство под трубным пучком для облегчения удаления шлама;
- улучшено напряженное состояние коллектора теплоносителя.

СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ

Одним из основных отличий проекта НВАЭС-2 от серийных АЭС отечественного дизайна является двухканальная структура активных систем безопасности с резервированием в каждом канале аварийных насосов.

По сравнению с серийными АЭС с реакторами ВВЭР-1000 в проекте НВАЭС-2 предусмотрены дополнительные системы безопасности [12]:

- двойная защитная оболочка (ЗО);
- вторая ступень гидроемкостей пассивного охлаждения АЗ;
- система пассивного отвода тепла в атмосферу;
- система аварийного расхолаживания парогенераторов (замкнутый контур);
- устройство локализации расплава АЗ (для тяжелых аварий).

В проекте НВАЭС-2 предусмотрены локализирующие системы безопасности, используемые на серийных энергоблоках с ВВЭР-1000:

- спринклерная система;
- система рекомбинации водорода.

Применение усовершенствованных локализирующих системы безопасности, включающих в себя двойную ЗО с вентилируемым зазором, устройство для удержания расплавленных материалов АЗ, гарантирует исключение выхода радиоактивности в окружающую среду в случае возникновения чрезвычайных ситуаций.

Двойная ЗО (рис. 3) обеспечивает максимальное исключение влияния аварийных выбросов радиоактивных продуктов в окружающую среду. Внешняя ЗО служит физической защитой для ВО от всех внешних воздействий.

Диаметр контейнента: ВЗО – 44 м, НЗО – 51.8 м; максимальное избыточное давление 0,4 МПа.

Внутренняя ЗО выполнена из предварительно напряженного железобетона, рассчитана на параметры проектной аварии в сочетании с максимальным расчетным землетрясением.

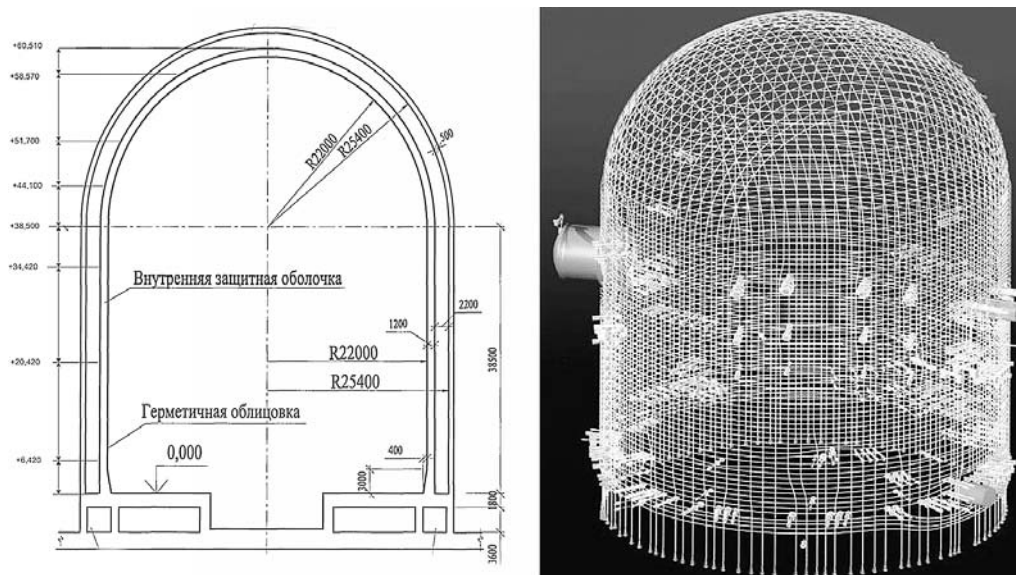


Рис. 3. Двойная защитная оболочка и система преднапряжения с ортогональным расположением арматурных пучков

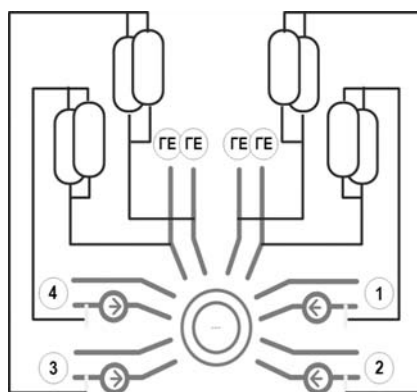


Рис. 4. Система гидроемкостей второй ступени

Гидроемкости второй ступени (рис. 4) системы пассивного залива АЗ предназначены для выполнения следующих функций:

- пассивная подача борного раствора с концентрацией 16 г/дм^3 для залива АЗ при авариях с потерей теплоносителя, когда его уровень в корпусе реактора низок и давление в первом контуре падает ниже $1,5 \text{ МПа}$;
- хранение запаса раствора бора для заполнения отсеков бассейна перегрузки на остановленном блоке в период перегрузки топлива.

Восемь гидроемкостей содержат запас борного раствора по 120 м^3 каждая, обеспечивают подпитку реактора в течение $26 - 280$ часов в зависимости от размера течи первого контура при отказе активных систем безопасности, включая полное обесточивание.

Система пассивного отвода тепла от парогенераторов (СПОТ) [13] является защитной системой безопасности, основанной на пассивном принципе действия, обеспечивающей отвод остаточных тепловыделений от АЗ реактора через второй контур (рис. 5).

СПОТ выполняет заданные функции во всех режимах нарушения нормальной эксплуатации и авариях, приводящих к необходимости пассивного отвода тепла от РУ для поддержания ее в безопасном состоянии. СПОТ – пассивная четырехканальная система

с резервированием каналов 4г33% с двумя по 8 МВт охлаждаемыми воздухом теплообменниками в каждом канале, время работы этой системы неограниченно.

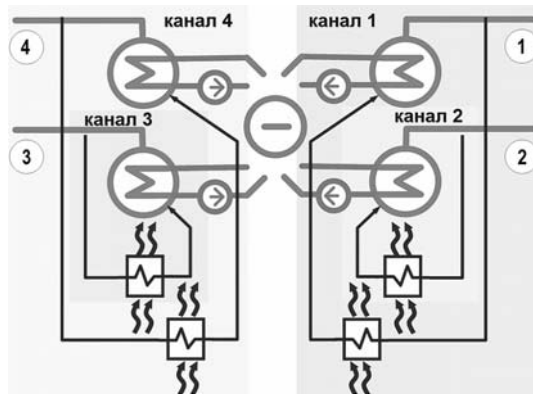


Рис. 5. Система пассивного отвода тепла 1JNB50-80

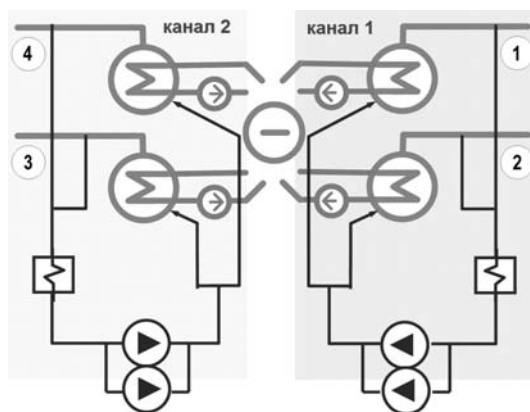


Рис. 6. Система аварийного расхолаживания парогенераторов

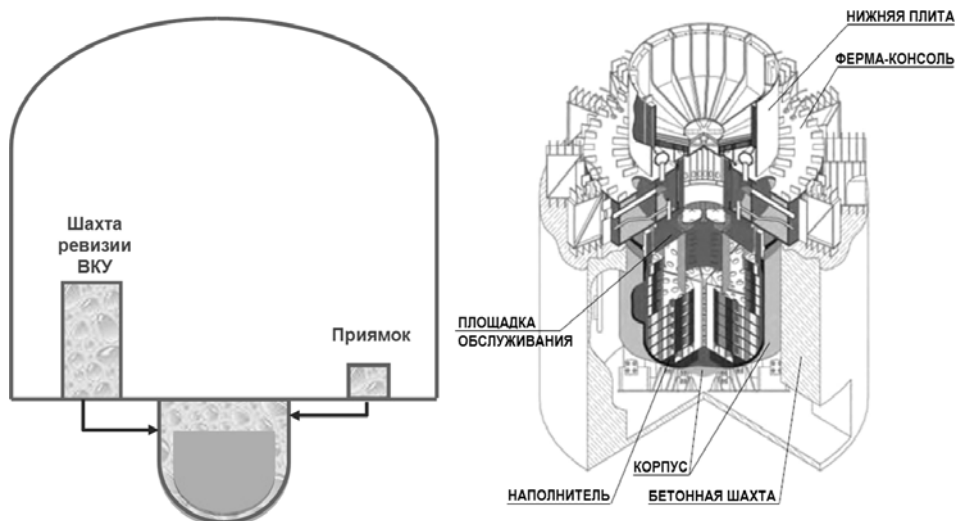


Рис. 7. Система удержания и охлаждения расплавленной АЗ (слева) и устройство локализации расплава АЗ [4]

Система аварийного расхолаживания парогенераторов (САР ПГ) (рис. 6) предназначена для отвода остаточных тепловыделений АЗ реактора и расхолаживания РУ в аварийных

ситуациях, связанных с

- обесточиванием или потерей возможности нормального отвода тепла по второму контуру, включая течи паропроводов и питательных трубопроводов ПГ;
- разуплотнением первого контура, включая разрыв трубопровода ГЦК и течь из первого контура во второй.

САР ПГ имеет двухканальную структуру.

Система удержания и охлаждения расплавленной АЗ вне реактора (рис. 7), основным элементом которой является устройство локализации расплава, предназначена для удержания и охлаждения жидких и твердых фрагментов разрушенной АЗ, частей корпуса реактора, внутрикорпусных устройств при тяжелой аварии с расплавлением АЗ. Устройство локализации расплава АЗ представляет собой корпус, установленный на опорах на дне бетонной шахты реактора. Корпус наполнен неметаллическими материалами (специальные цементы, оксиды и пр.), которые в результате перемешивания с расплавом АЗ обеспечивают равномерное размещение расплава в наполнителе корпуса устройства. Устройство способно удерживать кориум и отводить от него тепло неограниченно длительное время.

УПРАВЛЕНИЕ ЗАПРОЕКТНЫМИ АВАРИЯМИ

Цель проекта АЭС-2006 для НВАЭС-2 при тяжелых авариях – в сочетании с вероятностными целевыми показателями обеспечить ограничение последствий аварии с тяжелым повреждением АЗ для населения и окружающей среды.

Принятые в проекте НВАЭС-2 требования к ограничению последствий тяжелых аварий рекомендуются как приемлемые в международной практике проектирования современных энергоблоков [12, 14]. Достижение цели обеспечивают

- двойная защитная оболочка, отвечающая международным требованиям к современным энергоблокам;
- устройство локализации расплава АЗ за пределами корпуса реактора, исключающее проплавление фундаментной плиты здания реактора;
- пассивная система отвода тепла от АЗ.

Для повышения устойчивости АЭС к маловероятным гипотетическим событиям, подобным тем, что имели место на АЭС «Фукусима», а также увеличения длительности автономности АЭС при запроектных авариях в проекте НВАЭС-2 реализован ряд дополнительных технических мер, направленных на

- отвод тепла от БВ;
- отвод тепла от реактора за счет применения альтернативного контура;
- контроль параметров безопасности и других параметров, позволяющих иметь объективную информацию о состоянии энергоблока.

В рамках реализации программы повышения безопасности НВАЭС-2 при экстремальных внешних воздействиях в проекте реализованы следующие дополнительные средства и системы:

- аварийная дизель-генераторная установка (АДГУ);
- передвижная насосная установка (ПНУ);
- вентиляторная градирня;
- система аварийного и поставарийного мониторинга;
- диверсная система защит.

СТРУКТУРА АСУ ТП

Структура автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП), схема которой представлена в [4], имеет иерархический принцип построения в соответствии с разделением энергоблока как объекта управления на технологические функциональные области и группы. Средства низовой автоматики обеспечивают реализацию задач связи с технологическим объектом управления (сбор информации и

выдача команд), защит, блокировок, авторегулирования, сигнализации и управления арматурой и механизмами [15 – 19].

АСУ ТП предназначена для

- автоматизированного управления всеми технологическими процессами во всех режимах эксплуатации АЭС;
- мониторинга состояния технологических объектов управления (ТОУ);
- автоматического регулирования параметров ТОУ;
- диагностики процессов и оборудования;
- информационного обеспечения персонала во всех режимах эксплуатации АЭС.

АСУ ТП представляет собой распределенную в пространстве по функциям и техническим средствам систему, которая принимает и обрабатывает около 8000 сигналов, выдает управляющие команды на не менее чем 5000 исполнительных механизмов.

В состав АСУ ТП входят следующие основные подсистемы:

- система верхнего блочного уровня (СВБУ);
- управляющая система безопасности (УСБ);
- управляющая система нормальной эксплуатации (УСНЭ).

Система верхнего блочного уровня предназначена для

- централизации представления информации по энергоблоку путем объединения всех программно-технических комплексов и подсистем для контроля и управления;
- дистанционного управления оборудованием нормальной эксплуатации и оборудованием, совмещающим функции безопасности и нормальной эксплуатации;
- перенастройки изменений в АСУ ТП.

УСБ обеспечивает срабатывание аварийной и предупредительной защиты реактора, а также выработку инициирующих сигналов на запуск исполнительных механизмов систем безопасности. Состоит из автономных каналов безопасности. В каждом канале предусматривается резервирование и дублирование технических средств контроля и управления.

УСНЭ состоит из систем

- контроля и управления оборудованием реакторного отделения;
- контроля и управления оборудованием турбинного отделения (СКУ ТО), обеспечивающей контроль и управление технологическим оборудованием основного генератора, а также температурный контроль генератора во всех режимах эксплуатации АЭС;
- радиационного контроля (СРК), предназначенной для контроля радиационной обстановки в помещениях энергоблока, обеспечивающей сбор, обработку, хранение и представление полученной информации, в том числе в СВБУ;
- регистрации параметров эксплуатации, предназначенной для сбора и хранения информации при возможных нарушениях в работе АЭС;
- автоматической противопожарной защиты.

АСУ ТП энергоблока представляет собой децентрализованную и пространственно распределенную по функциям и средствам иерархическую структуру, построенную на цифровых программируемых и непрограммируемых средствах. Система включает в себя следующие уровни иерархии:

- уровень связи с ТОУ (датчики, приводы ИМ) для проведения автоматических изменений параметров технологического процесса, контроля состояния оборудования, отработки управляющих команд управления и защит (подача силового питания на ИМ);
- нижний уровень автоматизации для приема и обработки данных измерений и контроля, обмена информацией с верхним уровнем, реализации алгоритмов автоматического управления системами безопасности, технологических защит и блокировок, регуляторов и по командам оператора с БПУ и РПУ;
- верхний уровень (СВБУ) для обработки информации, ее архивирования, документирования и представления персоналу БПУ и РПУ, формирования команд автоматизи-

рованного управления технологическим процессом энергоблока, передачи необходимой информации от АСУ ТП ЭБ в систему верхнего общестанционного уровня АСУ ТП и в кризисный центр (ЗПУ).

Локальная вычислительная сеть низовой автоматики (ЛВС НА) принимает и передает в ПТК нижнего уровня автоматизации команды дистанционного управления из СВБУ, позволяет ПТК нижнего уровня автоматизации обмениваться командами защит и блокировок.

Сеть верхнего блочного уровня (СВБУ) принимает сигналы от систем нормальной эксплуатации (СНЭ) и систем безопасности (СБ). Сети НЭ и СБ разделены через сеть дублированных шлюзов.

В технологической части проекта предусмотрены два канала систем безопасности. В соответствии с этим в АСУ ТП предусмотрено двухканальное построение управляющей системы безопасности (УСБ). При этом в каждом канале предусмотрена общая иницирующая часть АЗ, ПЗ, УСБТ для выявления исходного события аварии и выдачи команд управления технологическими системами безопасности через исполнительные части АЗ, ПЗ и УСБТ.

Для обеспечения высокой готовности и исключения отказов, включая по общей причине, приняты следующие решения:

- каналы УСБ автономны и физически разделены;
- иницирующая часть, реализующая все необходимые алгоритмы, включая функциональное разнообразие для ряда исходных событий, построена по логике «2 из 3»;
- программное обеспечение иницирующей части выполнено с разнообразием между каналами (в части алгоритмов мажоритарной обработки сигналов по параметрам);
- для каждого канала безопасности предусматриваются автономные комплекты панелей контроля и управления СБ, обеспечивающие автономность канала СБ;
- средства для управления СПОТ отличаются от средств АЗ (для СПОТ – средства серии ПЛИС, а для АЗ – средства программируемой техники; все они входят в состав средств, реализованных на базе TELEPERM XS);
- исполнительные части УСБ реализованы на средствах, отличных друг от друга в разных каналах УСБТ (модули приоритетного управления приняты с внутренним разнообразием), датчики иницирующей части также приняты с разнообразием между каналами.

ПРОБЛЕМЫ СМР, ПНР И ОСОБЕННОСТИ НАЧАЛЬНОЙ СТАДИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Основные проблемы, возникшие на подготовительном этапе сооружения энергоблока, заключались в несвоевременной поставке оборудования, трубопроводов и арматуры, а также большом количестве выявленных проектных коллизий и несоответствий.

Непоследовательность и сбои в поставках, несвоевременная комплектация систем и оборудования арматурой, насосами, запасными частями привели к пересмотру утвержденных планов и графиков ввода в эксплуатацию энергоблока.

На этапе ХГО выполнены следующие работы:

- циркуляционная промывка первого контура и имитационной активной зоны реактора;
- гидравлические испытания первого и второго контуров на плотность и прочность;
- проверка на соответствие проектным требованиям теплогидравлических, прочностных и вибрационных характеристик оборудования РУ;
- обкатка и комплексное опробование систем и оборудования РУ;
- проверка работоспособности АСУ ТП;
- достижение соответствия норм ВХР первого контура и продувочной воды ПГ проектным требованиям.

Основными проблемными вопросами, выявленными на этапе ХГО, были проектные несоответствия и дефекты оборудования, а также неготовность вспомогательных вентиляционных систем.

На этапе физического пуска выполнены работы:

- загрузка активной зоны ядерным топливом;
- сборка, уплотнение и гидравлические испытания на плотность реактора и оборудования первого и второго контуров;
- вывод РУ в критическое состояние и физические эксперименты на малой мощности.

Первый пробный пуск ТГ энергоблока № 1 НВАЭС-2 состоялся 26 июля 2016 г. Балансировка и пробные пуски ТГ выполнялись в течение семи суток, до получения удовлетворительного вибрационного состояния. В общей сложности выполнено 17 пусков ТГ.

Первое включение генератора в сеть произведено 5 августа 2016 г. На этапе энергетического пуска программой ввода энергоблока предусмотрено 47 программ испытаний; все испытания выполнены успешно.

На этапе опытно-промышленной эксплуатации энергоблока выполнено 310 программ испытаний, из них на уровне мощности $N = 100\%$ выполнено 127 программ, включая 20 программ динамических испытаний с изменением мощности энергоблока.

Три испытания на уровне мощности 100% были признаны неуспешными и по ним выполнялись повторные испытания после устранения замечаний и внесения изменений в алгоритмы работы блокировок:

- отключение одного ЦН из четырех работающих, произошло закрытие СК турбины по повышению уровня в СПП более 0,7 м;
- сброс электрической нагрузки ТГ на 360 МВт, АРМР в режиме «Т» (вмешательство персонала в работу регулятора уровня в деаэраторе);
- отключение одного ГЦНА из четырех работающих; отключение всех ГЦНА по снижению уровню в ПГ менее 2,2 м; уровень снизился в результате отключения всех ПЭН по повышению уровня в ПГ в переходном режиме.

27 февраля 2017 г. энергоблок № 1 НВАЭС-2 принят в промышленную эксплуатацию.

ВЫВОДЫ

При реализации проекта АЭС-2006 на площадке НВАЭС-2 успешно решены основные задачи, отвечающие современному уровню развития ядерной энергетики:

- достижение требуемых современными нормами показателей безопасности АЭС;
- учет международных тенденций повышения безопасности АЭС;
- максимальное использование апробированных технологий и оборудования.

В то же время проект АЭС-2006 имеет системные недостатки, которые необходимо исключить при тиражировании проектных решений ВВЭР-ТОИ:

- отсутствие запасов по теплоотдающей поверхности воздухоохладителей для систем вентиляции РО, теплообменников систем нормальной эксплуатации;
- неоптимальные схемные решения включения конденсаторов по охлаждающей воде;
- отсутствие резерва (два насоса) по системам технической воды потребителей машзала;
- отсутствие запасов по расходам ПЭН, КЭН;
- фактическое отсутствие в проекте АСУ ТП системы интеллектуальной поддержки оператора (СИПО);
- неоптимальная компоновка оборудования РУ в гермооболочке (затрудняет ремонт);
- большое количество потребителей системы промконтра нормальной эксплуатации, в том числе ГЦН, что приводит к дефициту расходов на потребители.

Дальнейшая «оптимизация» компоновочных решений оборудования, связанная с уменьшением объема ГО, не позволит обеспечить разделение БВ на два отсека. Предыдущие решения неудачны. Отдельные предложения по доработке проекта ВВЭР-1200 представлены в табл. 3.

Таблица 3

Предложения по доработке проекта ВВЭР-1200

Недостатки проекта	Пути решения
При нарушениях нормальной эксплуатации блока, связанных с работой БРУ-А и, как следствие, потерей котловой воды парогенераторов, один ВПЭН не обеспечивает поддержания уровней в ПГ для обеспечения работы ГЦН	Предусмотреть систему аварийной подпитки ПГ (или второй ВПЭН с резервным электропитанием от ДГ)
Низкая производительность системы переработки ЖРО с комплексом оборудования, работающего по технологии ионоселективного осаждения радионуклидов и микрофльтрации радиоактивных суспензий	Применить традиционную для АЭС технологию термического упаривания ЖРО в выпарном аппарате с получением солевого кубового остатка и дальнейшим его отверждением
Бассейн выдержки имеет один топливный отсек, что является отступлением от НП-061-05 и вызывает сложность ремонта облицовки в случае образования течей	Предусмотреть разделение бассейна выдержки на отсеки по аналогии с серийными энергоблоками
Блочная обессоливающая установка (с намывными ионитными фильтрами) имеет низкий ресурс, низкую надежность, при наборе нагрузки энергоблока не справляется с поддержанием качества воды второго контура. Намывные фильтры БОУ обеспечивают очистку конденсата не от примесей в виде ионов, а только от мелкодисперсных продуктов коррозии	Применить традиционную БОУ с ионообменной загрузкой и организацией фильтрационного цикла, как на серийных энергоблоках ВВЭР-1000
При 100%-ой мощности энергоблока насосы КЭН-1,2 ступени ПЭН работают на пределе своей расходной характеристики	Выполнить модернизацию насосов с целью повышения их рабочих параметров
Недостаточный расход воды промконтура системы нормальной эксплуатации на потребители при работе одного насоса	Выполнить модернизацию насосов для повышения их рабочих параметров
Недостатки системы дренажей пола машинного зала: – отсутствие резервных насосов в прямых, недостаточная производительность дренажных насосов, отсутствие стационарных дренажных насосов в индивидуальных приемках КЭН первой и второй ступеней, насосов слива сепарата	Реализовать проект системы дренажей пола машинного зала
В случае высокого солесодержания, в том числе бикарбоната кальция подпиточной воды градирни происходит образование карбонатного налета на оросителях градирен и теплообменных поверхностях оборудования и заиливание конструктивных материалов градирни	Реализовать в проекте комплекс мер по повышению эффективности работы градирни и защиты ее от образования отложений и заиливания конструктивных материалов. Применять в системе циркуляционного оборудования с градирнями обработку добавочной воды ингибиторами, обеспечивающими транспорт кальция со значением, близким к 100%. Предусмотреть для АЭС южных регионов известкование всей добавочной воды (установка осветлителей) с целью минимизации карбонатного индекса
Система подачи технической воды на потребители турбинного отделения не обеспечивает достаточное охлаждение потребителей одним насосом в летнее время. Включение второго насоса приводит к работе системы без резерва	Требуется установка третьего насоса технической воды для обеспечения резерва из-за нехватки расхода охлаждающей воды на потребители турбинного отделения
Недостатки проекта общей шины информационного обмена EN, который привел к ее отказу по причине превышения порога пропускной способности данной шины из-за роста количества диагностических сигналов	Выполнить доработку шины EN в соответствии с принятыми техническими решениями
При отключении нерезервируемого оборудования срабатывают ускоренная предупредительная защита (УПЗ) либо устройство разгрузки и ограничения мощности	Для повышения динамической устойчивости блока необходимо внедрение УПЗ как минимум в трех режимах, связанных с отключением – одного из четырех цирконасосов при мощности более 75%, – двух из четырех цирконасосов, работающих на различные группы конденсаторов (при $N \geq 75\%$), – одного питательного электронасоса из четырех при $N \geq 75\%$. Тогда разгрузка с помощью УПЗ позволит основным регуляторам блока поддерживать технологические параметры в эксплуатационных пределах

Литература

1. Андрушечко С.А., Афров А.М., Васильев Б.Ю., Генералов В.Н., Косоуров К.Б., Семченков Ю.М., Украинцев В.Ф. АЭС с реактором типа ВВЭР-1000. От физических основ эксплуатации до эволюции проекта, – М.: Логос, 2010. – 604 с.
2. Фортвов В.Г., Поппель О.С. Энергетика в современном мире. – М.: Интеллект, 2011. – 168 с.
3. Родионов В.Г. Энергетика. Проблемы настоящего и возможности будущего. – М.: Энас, 2010. – 352 с.
4. Нововоронежская АЭС. Проект АЭС-2006. Электронный ресурс <http://www.rosenergoatom.ru/upload/iblock/f01/f01b5ca309dbda1917c112d6897c0959.pdf> (дата доступа 20.08.2017).
5. European Utility Requirements for LWR Nuclear Power Plants Rev. C, Vol. 2, 2001. Электронный ресурс <http://www.europeanutilityrequirements.org> (дата доступа 20.08.2017).
6. Крушельницкий В.Н., Топчиан Р.М. Предварительный отчет по обоснованию безопасности. Общее описание атомной станции. Нововоронежская АЭС-2 Энергоблок № 1. – М.: ФГУП «Атомэнергoproject», 2007.
7. Шутиков А.В. Освоение и опыт эксплуатации АЭС на повышенном уровне мощности. Перспективы дальнейшего повышения мощности до 110 и 112%. / Сб. трудов VII Международной научно-технической конференции «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики». – М.: ОАО «Концерн «Росэнергоатом», 2010. – 217 с.
8. Каляев И.А., Коробкин В.В., Баюклин В.Ф., Шкаровский А.Н. Повышение безопасности АЭС за счет внедрения новых технологий. Атомные электрические станции. Двадцать лет после аварии на Чернобыльской АЭС / Сб. статей под общ. ред. д.э.н. С.А. Обозова. – М.: Концерн «Росэнергоатом», 2006. – С. 246-250.
9. Денисов В.П., Драгунов Е.Г. Реакторные установки ВВЭР для атомных станций. – М.: ИздАТ, 2002. – 480 с.
10. Бабич А.Ю., Горяев Е.Ю., Грушкин А.Н., Князев Р.А., Матвеев М.В., Никитин Б.Ю., Новиков А.Ю., Петров А.Р., Пономарева Т.В., Рыжов С.Н., Саитов Р.Р., Тимшина Д.К., Чудинова В.А., Агафонова Н.Д. Выбор оптимальной конструкции парогенератора для блока ВВЭР-1200: сравнение характеристик парогенератора в 4-х и 2-х петлевой компоновке. / Сб. «Неделя науки СПбПУ. Материалы научного форума с международным участием». – СПб.: Институт энергетики и транспортных систем. 2015. – С. 123-125.
11. Лукасевич Б.И., Трунов Н.Б., Драгунов Ю.Г., Давиденко С.Е. Парогенераторы реакторных установок ВВЭР для атомных электростанций. – М.: ИКЦ «Академкнига», 2004. – 391 с.
12. Морозов В.Б., Любарский А.В., Минибаев Р.Ф. Оценка допустимого времени нахождения блока на мощности для различных конфигураций систем безопасности / Сб. трудов X Международной научно-технической конференции «Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР». – Подольск: ОКБ «Гидропресс», 2017.
13. Шумайлов Г.П., Полуничев В.И., Горностаев Д.А. Системы пассивного отвода тепла АЭС нового поколения. // Теплоэнергетика. – 2005. – № 12. – С. 50-54.
14. Литышев А.В. Пантюшин С.И. Аулова О.В. Гаспаров Д.Л. Букин Н.В. Быков М.А. Опыт разработки и выполнения расчетного обоснования РУТА НВАЭС-2 с использованием РК СОКРАТ/ Сб. трудов X Международной научно-технической конференции «Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР». – Подольск: ОКБ «Гидропресс», 2017. Электронный ресурс <http://www.gidropress.podolsk.ru/files/proceedings/mntk2017/autorun/article162-ru.htm> (дата доступа 20.08.2017).
15. НП-095-15. Основные требования к вероятностному анализу безопасности блока атомной станции. Электронный ресурс <http://meganorm.ru/Index2/1/4293759/4293759565.htm> (дата доступа 20.08.2017).
16. Баранова Ю.А., Слепов М.Т. АЭС-2006 с энергоблоками ВВЭР-1200 – новый подход к отображению информации от систем технической диагностики. // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2014. – № 4. – С.11-20.
17. 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. Электронный ресурс <http://docs.cntd.ru/document/1200112750> (дата доступа 20.08.2017).
18. РБ-076-12. Основные рекомендации к разработке вероятностного анализа безопасности уровня 1 блока атомной станций для инициирующих событий, обусловленных внутриплощадочными пожарами и затоплениями. Электронный ресурс <http://docs.cntd.ru/document/1200132429> (дата доступа 20.08.2017).

19. РБ-024-11. Положение об основных рекомендациях к разработке вероятностного анализа безопасности уровня 1 для внутренних иницирующих событий для всех режимов работы энергоблока атомной станции. Электронный ресурс http://snipov.net/database/c_4023765195_doc_4293795463.html (дата доступа 20.08.2017).

Поступила в редакцию 27.08.2017 г.

Авторы

Асмолов Владимир Георгиевич, советник генерального директора ГК «Росатом», д-р. техн. наук

E-mail: asmolov-vg@rosenergoatom.ru

Гусев Игорь Николаевич, зам. главного инженера по эксплуатации 4-й очереди

E-mail: GusevIN@nvnpp1.rosenergoatom.ru

Казанский Владимир Русланович, зам. главного инженера по сооружению новых блоков НВАЭС

E-mail: KazanskiyVR@nvnpp1.rosenergoatom.ru

Поваров Владимир Петрович, директор Нововоронежской АЭС, канд. техн. наук

E-mail: PovarovVP@nvnpp1.rosenergoatom.ru

Стацура Дмитрий Борисович, начальник управления технической поддержки ввода в эксплуатацию новых блоков

E-mail: StatsuraDB@nvnpp1.rosenergoatom.ru

UDC 621.039

NEW GENERATION FIRST-OF-THE KIND UNIT – VVER-1200 DESIGN FEATURES

Asmolov V.G.*, Gusev I.N.**, Kazanskiy V.R.**, Povarov V.P.**, Statsura D.B.**

* Rosatom State Corporation

24 Bolshaya Ordynka, 119017 Moscow

** Branch of JSC «Concern Rosenergoatom» «Novovoronezh Nuclear Power Plant»

1 Promyshlennaya zona Yuzhnaya, Novovoronezh, Voronezh reg.,

396072 Russia

ABSTRACT

The paper is concerned with the commissioning of the new generation NPP-2006 power unit with the VVER-1200 reactor. A comparison is made between the characteristics of the new NvNPP II-1 and commercial VVER-1000 power units (B-320). Some design and circuit solutions used in the NPP-2006 project, which allowed increasing the installed capacity of the power unit, are described as well. The installed higher capacity of the power unit was achieved, in particular, due to increasing the primary circuit pressure by 0.5 MPa and the steam generator pressure by 0.6 MPa as well as improving the main circulation pump by 2000 m³/h.

The main differences in the equipment and the composition of passive and active safety systems of the NPP-2006 power unit are considered. A brief description of the safety systems first applied at Russian power units is given, e.g., a two-channel structure of active safety systems with redundant emergency pumps in each channel, a double containment, a core melt localization device, a passive heat removal system, etc. Due to the increased number of BRU-Ks, it was possible to increase their performance from 15 to 3 seconds, which significantly improved the maneuverability of the power unit in abnormal conditions.

The structure of the APCS is considered, which is applied in the NPP-2006 project, using programmable technology based on the TELEPERM XS platform. The peculiarities

of commissioning of the power unit are analyzed, problematic issues that have arisen at various stages of the construction are revealed, some data on the tests carried out and the results of these tests are also given.

Finally, an analysis is made of some design deficiencies revealed during the construction and commissioning of the power unit, an evaluation of the project was made, and proposals were formulated to finalize the VVER-1200 project for consideration in the subsequent NPP projects.

Key words: NPP-2006, reactor, steam generator, power unit, safety system, accident, APCS, operation, equipment, containment, accumulator tank.

REFERENCES

1. Andrushechko S.A., Afrov A.M., Vasiliev B.Yu., Generalov V.N., Kosourov K.B., Semchenkov Yu.M., Ukraintsev V.F. *NPP with VVER-1000. Starting from operation principles to design evolution*. Moscow. Logos Publ., 2010. 604 p. (in Russian).
3. Fortov V.G., Poppel O.S. *Nuclear power engineering in the present-day world*. Moscow. Intellect Publ., 2011. – 168 p. (in Russian).
4. Rodionov V.G. *Power engineering. Today's challenges and future possibilities*. Moscow. Enas Publ., 2010. 352 p. (in Russian).
4. Novovoronezh NPP. Design AES-2006. Available at <http://www.rosenergoatom.ru/upload/iblock/f01/f01b5ca309dbda1917c112d6897c0959.pdf> (accessed 20.08.2017) (in Russian).
5. European Utility Requirements for LWR Nuclear Power Plants Rev. C, Vol. 2, 2001. Available at <http://www.europeanutilityrequirements.org> (accessed 20.08.2017).
6. Krushelnitsky V.N., Topchiyan R.M. *Preliminary safety analysis report. General description of NPP. Novovoronezh NNP-2 Unit 1*. Moscow. JSC Atomenergoprojekt Publ., 2007 (in Russian).
7. Shutikov A.V. *Power ramping up and experience of NPP operation at increased power level. Perspectives of further power ramping up to 110 and 112%*. Collected papers of VIIth International scientific-technical conference «Safety, efficiency and economy of nuclear power engineering». Moscow. JSC Rosenergoatom Publ., 2010. 217 p. (in Russian).
8. Kalyaev I.A., Korobkin V.V., Baiklin V.F., Shkarovsky A.N. Improving the safety of nuclear power plants through the introduction of new technologies. Nuclear power plants. Twenty years after the accident at the Chernobyl nuclear power plant. Moscow. Concern «Rosenergoatom» Publ., 2006, pp. 246-250 (in Russian).
9. Denisov V.P., Dragunov E.G. *VVER reactor facilities for nuclear power plants*. Moscow. Izdat Publ., 2002, 480 p. (in Russian).
10. Babich A.Yu., Goryaev E.Yu., Grushkin A.N., Knyazev R.A., Matveyev M.V., Nikitin B.Yu., Novikov A.Yu., Petrov A.R., Ponomareva T.V., Ryzhov S.N., Saitov R.R., Timshina D.K., Chudinova V.A., Agafonova N.D. *Choice of the optimal design of the steam generator for the VVER-1200 unit: comparison of the characteristics of the steam generator in the 4 and 2 loops configurations*. Collected papers «Science Week SPbPU. Materials of the Scientific Forum with International Participation». Saint Petersburg. Institute for Energy and Transport Systems Publ., 2015, pp. 123-125 (in Russian).
11. Lukasevich B.I., Trunov N.B., Dragunov Yu.G., Davidenko S.E. *Steam generators of VVER reactor facilities for nuclear power plants*. Moscow. Akademkniga Publ., 2004, 391 p. (in Russian).
12. Morozov V.B., Lyubarsky A.V., Minibaev R.F. *Assessment of permissible time of an unit at power level for different configurations of safety systems*. Collected papers for Xth International scientific-technical conference «Safety assurance at NPP with VVER type reactors». Podolsk. OKB Gidropress Publ., 2017 (in Russian).
13. Shumaylov G.P., Polunichiev V.I., Gornostaev D.A. Systems of passive heat dissipation of nuclear power plants of new generation. *Teploenergetika*. 2005, no. 12, pp. 50-54 (in Russian).
14. Lityshev A.V., Pantyushin S.I., Aulova O.V., Gasparov D.L., Bukin N.V., Bykov M.A. *Experience of development and design justification of Severe Accident Management Manual of NVNPP-2 using SÓKRAT code*. Collected papers for Xth International scientific-technical conference «Safety assurance at NPP with VVER type reactors». Podolsk. OKB Gidropress Publ., 2017. Available at

<http://www.gidropress.podolsk.ru/files/proceedings/mntk2017/autorun/article162-ru.htm> (accessed 20.08.2017) (in Russian).

15. NP-095-15. *Basic requirements imposed to PSA of a NPP Unit*. Available at <http://meganorm.ru/Index2/1/4293759/4293759565.htm> (accessed 20.08.2017) (in Russian).

16. Baranova Yu.A., Slepov M.T. NPP-2006 with VVER-1200 – new approach to information display from technical diagnostics systems. *Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika*. 2014, no. 4, pp.11-20 (in Russian).

17. RB-021-14 *Basic recommendations to PSA Level 1 development for a NPP unit for initiating events stipulated by external natural and man-made impact*. Available at <http://docs.cntd.ru/document/1200112750> (accessed 20.08.2017) (in Russian).

18. RB-076-12. *Basic recommendations to PSA Level 1 development for a NPP unit for initiating events stipulated by on-site fires and flooding*. Available at <http://docs.cntd.ru/document/1200132429> (accessed 20.08.2017) (in Russian).

19. RB-024-11. *Provisions on basic recommendations to PSA Level 1 development for a NPP unit for internal initiating events for all operating plant conditions*. Available at http://snipov.net/database/c_4023765195_doc_4293795463.html (accessed 20.08.2017) (in Russian).

Authors

Asmolov Vladimir Georgievich, Adviser to Director General, Rosatom State Corporation, Dr. Sci. (Engineering)

E-mail: asmolov-vg@rosenergoatom.ru

Gusev Igor Nikolaevich, Deputy Chief Engineer for the 4th stage operation

E-mail: GusevIN@nvnpp1.rosenergoatom.ru

Kazanskiy Vladimir Ruslanovich, Deputy Chief Engineer for constructing new NvNPP units

E-mail: KazanskiyVR@nvnpp1.rosenergoatom.ru

Povarov Vladimir Petrovich, Director of the Novovoronezh NPP, Cand. Sci. (Engineering)

E-mail: PovarovVP@nvnpp1.rosenergoatom.ru

Statsura Dmitry Borisovich, Head of Technical Support Department for commissioning new units

E-mail: StatsuraDB@nvnpp1.rosenergoatom.ru