

13. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА АЭС

13.1. Атомная электростанция

Атомная электрическая станция (АЭС) – промышленное предприятие для производства электрической энергии с использованием ядерных энергетических реакторов и комплекса необходимых систем, устройств, оборудования и сооружений с необходимым персоналом. АЭС объединяет совместно действующие: энергоблоки (ЭБ АЭС); оперативный, эксплуатационный и ремонтный персонал, систему управления процессом эксплуатации. АЭС обладает всеми особенностями, присущими сложным системам, а именно: наличием единой цели, высокой структурной сложностью, взаимосвязью и взаимодействием элементов, иерархической структурой управления, наличием человека-оператора в контуре управления. Основной целью функционирования АЭС является выработка электрической и тепловой энергии.

АЭС объединяет совместно действующие энергоблоки, персонал, системы управления и обладает всеми особенностями, присущими сложным системам. Функциональная сложность АЭС обусловлена большим числом взаимодействующих процессов, имеющих различную природу – нейтронно-физических, тепловых, гидродинамических, электромагнитных, механических.

АЭС обычно состоит из одного или нескольких энергоблоков с реакторами, как правило, одного типа. АЭС функционирует в составе энергетической системы, представляющей собой комплекс территориально распределенных электростанций, связанных общностью режима работы и имеющих единое оперативное управление, осуществляемое диспетчерской службой.

В настоящее время наибольшее распространение в мире получили АЭС на основе реакторов с водой под давлением (англ. Pressurized water reactor или PWR), представленные в классификационном перечне выше под номером два. К ним относятся водо-водяные энергетические реакторы (ВВЭР), составляющие основу ядерной энергетики современной Российской Федерации, а также АЭС, спроектированные и реализованные в других странах – США, Франция, Корея, Германия и др.

Проектирование и создание энергоблоков с реакторами ВВЭР имеет более чем 40-летнюю историю. За это время существенно изменились требования к безопасности энергоблоков, наработан большой опыт эксплуатации, что привело к совершенствованию проектных и конструкторских решений. В России наибольшее число энергоблоков сооружено по типовому проекту реакторной установки (РУ) В-320. Однако за рубежом (Индия, Китай и др.) возводятся и запускаются блоки ВВЭР-1000, созданные по более совершенным проектам, В-412 и В-428, соответственно, отвечающие повышенным требованиям как к обеспечению безопасности, так и к стандартам техники и экономичности. В настоящее время и в России возводятся новые блоки АЭС-2006 большей мощности по усовершенствованным проектам В-

392М и В-491 с реакторами ВВЭР-1200 на Нововоронежской АЭС-2 и Ленинградской АЭС-2, соответственно.

В Республике Беларусь ведется сооружение АЭС по проекту АЭС-2006 на основе РУ В-491 с реактором ВВЭР-1200.

РУ В-491 является развитием установок В-320, В-392, В-428, В-446, В-412, В-466 и основана на опыте эксплуатации РУ с ВВЭР-1000, эволюция которых направлена на повышение безопасности с сохранением в значительной мере решений по компоновке и конфигурации оборудования. При этом в проекты оборудования и систем (реактора, парогенератора, главного циркуляционного насосного агрегата (ГЦНА), системы аварийной защиты реактора и т.п.) вносился ряд конструктивных усовершенствований, которые позволяют достигнуть уровня безопасности, удовлетворяющего современным требованиям.

Повышение безопасности и улучшение технико-экономических показателей в этом проекте РУ обеспечивается:

улучшением ядерно-физических свойств активной зоны и конструкции ответственных узлов реактора (предполагается переход на уран-гадолиниевое топливо);

обеспечением отрицательных коэффициентов реактивности по температуре теплоносителя, топлива и мощности реактора;

вводом новых систем контроля и диагностики оборудования, трубопроводов 1 контура и арматуры;

усовершенствованием спецсистем РУ, таких как аппаратура контроля нейтронного потока (АКНП) и система внутриреакторного контроля (СВРК);

внедрением устройства для локализации расплава активной зоны;

возможностью снижения давления первого контура в запроектных авариях за счет введения дополнительной линии управления импульсными предохранительными устройствами (ИПУ) компенсатора давления (КД) с блочного пункта управления (БПУ) или резервного пункта управления (РПУ);

применением съемной теплоизоляции блочного типа;

реализацией концепции «течь перед разрушением» для трубопроводов РУ.

Проект РУ В-491 является модернизацией проектов-предшественников с учетом требований, российских нормативных документов, международных стандартов и рекомендаций МАГАТЭ и развивается по следующим основным направлениям:

достижение основным оборудованием (корпус ядерного реактора) срока службы 60 лет;

повышение максимальной средней величины выгорания топлива;

снижение длительности простоев и повышение коэффициента использования установленной мощности (КИУМ);

следование за нагрузкой и способность маневрирования и т.п.

Основные характеристики РУ В-491 в сравнении с характеристиками РУ В-428 и В-320 приведены в таблице 13.1.

Таблица 13.1 – Основные характеристики реакторных установок ВВЭР

Параметр	В-392М В-491	В-428	В-320
Мощность тепловая номинальная, МВт	3200	3000	3000
Установленная номинальная мощность энергоблока, МВт	1160	1000	1000
Паропроизводительность в номинальном режиме, т/ч	1600×4	1470×4	1470×4
Давление генерируемого пара при номинальной нагрузке на выходе из коллектора пара парогенератора, МПа	7,0	6,27	6,27
Температура генерируемого пара при номинальной нагрузке, °С	287,0	278,5	278,5
Время нахождения (кампания) топлива в активной зоне, лет	4–5	3 (max 4)	3
Длительность межперегрузочного периода, месяц	18	12	12
Глубина выгорания топлива средняя (в стационарном топливном цикле), МВт×сут/кг урана	До 70	43	40,2
Обогащение топлива изотопом U^{235} , используемое для подпитки, при одной перегрузке за год, %	4,4	3,9	3,6
Время работы на номинальной мощности в течение года (эффективное), ч	8400	7000 не более	7000
Коэффициент использования установленной мощности, %	90	90	80
КПД, %	36,2	33	33
Срок службы РУ, лет	60	40	30
Вероятность тяжелого повреждения топлива, в том числе расплавление активной зоны и выхода расплава за пределы корпуса реактора, на реактор в год	10^{-6}	10^{-5}	10^{-5}
Давление в реакторе (номинальное) на выходе из активной зоны, МПа	16,2±0,3	15,7	15,7
Температура теплоносителя на выходе из активной зоны, °С	329,7±5	320	320
Температура теплоносителя на входе в активную зону, °С	298,6 ⁺² ₋₆	289,7	289,7
Расход теплоносителя через реактор, м ³ /ч	85600±2900	86000	84800
Корпус реактора			
Диаметр внутренний (цилиндрическая часть), мм	4250	4150	4150

Количество ОР СУЗ, шт.	121	85-121	61
Парогенератор	ПГВ-1000МКП	ПГВ-1000М	ПГВ-1000М
Внутренний диаметр корпуса парогенератора, м	4,2	4,0	4,0
Наружный диаметр корпуса парогенератора (центральная часть), м	4,49	4,49	4,49
Главный циркуляционный насосный агрегат			
Тип насоса	ГЦНА-1391	ГЦНА-1391	ГЦН-195
Подача, м ³ /ч	22000	21500	21200
Напор, МПа	0,59	0,64±0,02	0,65±0,02

13.2. Принципиальная технологическая схема АЭС с реактором ВВЭР

На рисунке 13.1 представлена упрощенная принципиальная технологическая схема энергоблока АЭС с РУ В-491, на которой показано основное оборудование реакторной установки, приведены принципиальные схемы систем первого и второго контуров, систем безопасности, обеспечивающих систем безопасности, систем электроснабжения собственных нужд.

Первый контур – радиоактивный. Он ограничен пределами РУ, которая состоит из реактора, четырех главных циркуляционных петель, четырех ГЦНА, трубного пространства каждого из четырех парогенераторов (ПГ) и одного парового КД.

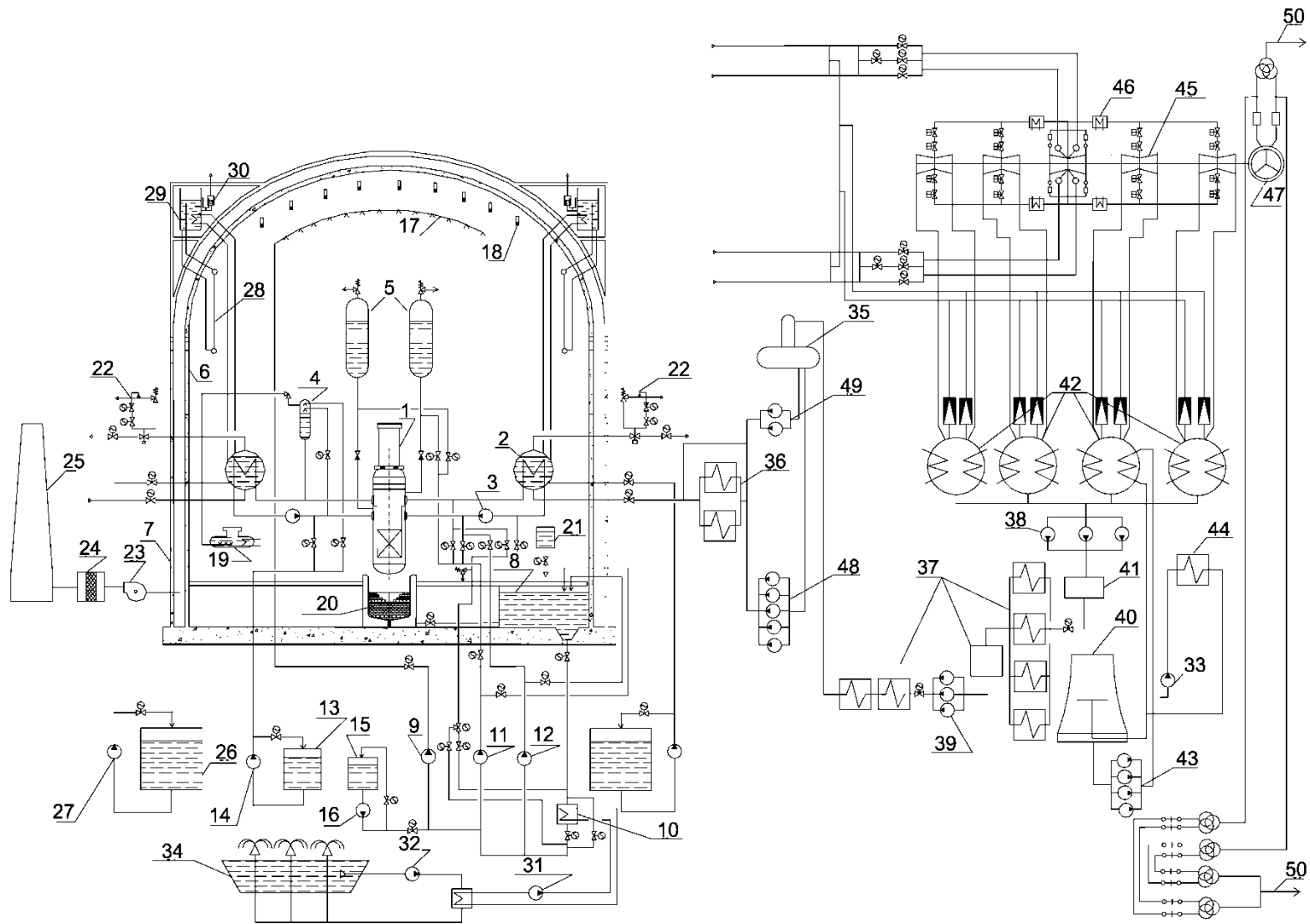
Все оборудование РУ размещено в герметичной оболочке реакторного отделения. В реакторном отделении также хранится отработавшее топливо в бассейне выдержки в стеллажах уплотненного хранения топлива. Емкость бассейна выдержки рассчитана исходя из обеспечения:

- хранения отработавшего топлива в течение десяти лет;
- размещения ТВС аварийной выгрузки активной зоны реактора;
- размещения герметичных пеналов для дефектных ТВС.

Топливо в бассейне выдержки хранится под защитным слоем воды, имеющей концентрацию борной кислоты 16 г/кг.

Второй контур – нерадиоактивный. Он состоит из: паропроизводительной части парогенераторов, паропроводов свежего пара, одного турбоагрегата, включающего в себя турбоустановку и турбогенератор, конденсатных насосов, системы регенеративных подогревателей низкого давления, системы основного конденсата, деаэратора, системы питательной воды, включая питательные насосы, и системы регенеративных подогревателей высокого давления.

В активной зоне реактора создаются условия, при которых протекает управляемая ядерная реакция на тепловых нейтронах с выделением тепловой энергии.



1 – реактор, 2 – парогенератор, 3 – главный циркуляционный насос (ГЦН), 4 – компенсатор давления, 5 – емкости системы аварийного охлаждения зоны (САОЗ), 6 – внутренняя защитная оболочка, 7 – наружная защитная оболочка, 8 – бак-приямок (запас борированной воды низкой концентрации), 9 – спринклерный насос, 10 – теплообменники САОЗ, 11 – насос аварийного впрыска низкого давления, 12 – насос аварийного впрыска высокого давления, 13 – бак запаса борированной воды высокой концентрации, 14 – насос аварийного ввода бора, 15 – бак подачи химреагентов, 16 – насос ввода химреагентов, 17 – спринклерный коллектор, 18 – пассивные рекомбинаторы водорода, 19 – барботер, 20 – устройство локализации расплава, 21 – бак аварийного запаса щелочи, 22 – главный паровой арматурный блок, 23 – вентустановка аварийного создания разряжения в кольцевом зазоре, 24 – фильтр, 25 – вентиляционная труба, 26 – бак запаса обессоленной воды, 27 – аварийный питательный насос, 28 – конденсатор системы пассивного отвода тепла от гермооболочки (СПОТ ГО), 29 – бак СПОТ, 30 – гидрозатвор, 31 – насос промконтура, 32 – насос технической воды ответственных потребителей, 33 – насос технической воды неответственных потребителей, 34 – брызгальный бассейн, 35 – деаэратор 2-го контура, 36 – подогреватель высокого давления, 37 – подогреватели низкого давления, 38 – конденсатные насосы 1-й ступени, 39 – конденсатные насосы 2-й ступени, 40 – градирня, 41- блочная обессоливающая установка (БОУ), 42 – конденсаторы, 43 – циркуляционные насосы, 44 – потребители машинного зала, 45 – цилиндр низкого давления (ЦНД), 46 – пароперегреватель (ПП), 47 – турбогенератор, 48 – питательные электронасосы, 49 – вспомогательные питательные электронасосы, 50 – энергосистема.

Рисунок 13.1 – Упрощенная принципиальная технологическая схема энергоблока с РУ В-491

13.3. Последовательность преобразования энергии на АЭС

Теплоноситель первого контура, проходя через активную зону реактора, нагревается и по четырем параллельным циркуляционным петлям поступает в трубное пространство ПГ, где отдает свою энергию, производя пар второго контура. От ПГ теплоноситель возвращается в реактор для повторного нагрева. Циркуляция в петлях осуществляется четырьмя ГЦНА. Колебания давления и температурные изменения объема теплоносителя первого контура воспринимаются КД. В случае значительных повышений давления первого контура (при нарушениях нормальной эксплуатации) пар из КД через ИПУ сбрасывается в барботажный бак, который охлаждается промежуточным контуром.

Очистка теплоносителя первого контура от радиоактивных продуктов коррозии конструкционных материалов, радионуклидов и химических примесей производится на ионообменных фильтрах установки спецводоочистки СВО-1.

Из паропроизводительной части ПГ пар по главным паропроводам через стопорно-регулирующие клапаны попадает в турбину. Проходя через цилиндр высокого давления и четыре цилиндра низкого давления, пар отдает энергию турбине. При этом происходит переход тепловой энергии в механическую энергию вращения ротора турбины. Генератор, ротор которого находится на одном валу с ротором турбины, преобразует механическую энергию в электрическую.

Отработанный пар после прохождения через турбину попадает в конденсатор, где конденсируется за счет охлаждения циркуляционной водой.

Конденсат из конденсатора конденсатными электронасосами первой ступени (КЭН-I) подается на блочную обессоливающую установку (БОУ). Пройдя очистку в БОУ, конденсат через первую группу подогревателей низкого давления (ПНД), поступает на всас конденсаторных электронасосов второй ступени (КЭН-II) и далее через вторую группу ПНД подается в деаэратор. При прохождении через ПНД конденсат нагревается за счет пара, поступающего в ПНД из отборов турбины.

В деаэраторе происходит деаэрирование и подогрев основного конденсата за счет встречного движения поступающего конденсата и пара из отбора турбины.

Из деаэратора питательными электронасосами (ПЭН) питательная вода через подогреватели высокого давления (ПВД) подается в ПГ.

Циркуляционная вода на конденсаторы основной турбины и вспомогательная охлаждающая вода, предназначенная для отвода тепла от промконтура охлаждения неответственных потребителей, подается по напорным водоводам от насосов станции потребителей здания турбины. К насосной станции вода поступает из бассейнов градирен через закрытые подводящие каналы. После конденсаторов турбины и из вспомогательной

охлаждающей системы вода по отводящим водоводам подаётся на градирни для охлаждения.

Помимо систем, непосредственно участвующих в процессе производства электроэнергии, на схеме изображены системы безопасности, предназначенные для предотвращения проектных аварий и/или ограничения их последствий. Для электроснабжения потребителей систем безопасности АЭС предусматривается система аварийного электроснабжения (САЭ), осуществляющая надежное электроснабжение во всех режимах работы, в том числе при потере рабочих и резервных источников от энергосистемы. САЭ имеет в своем составе автономные источники электропитания (дизель-генераторы и аккумуляторные батареи), распределительные и коммутационные устройства.

Активная зона реактора состоит из 163 ТВС. Разработана конструкция ТВС-2 с жестким сварным каркасом в двух исполнениях: с 15 и 12 дистанционирующими решетками, которые приварены к циркониевым направляющим каналам.

ТВС-2 по своим техническим характеристикам обеспечивает возможность: достижения высоких значений выгорания топлива – более $55 \text{ МВт} \times \text{сут} / \text{кг U}$; работы в 4–5 летних топливных циклах; работы в удлинённых топливных компаниях.

В качестве дополнительных технических средств по управлению тяжелыми авариями в проекте предусмотрены следующие системы: устройство удержания расплава в бетонной шахте реактора; система рекомбинации водорода в защитной оболочке; пассивная система отвода тепла от защитной оболочки.

Устройство удержания расплава обеспечивает защиту фундаментной плиты здания реактора от проплавления. Система использует пассивные принципы функционирования. Защиту фундаментной плиты и стен бетонной шахты реактора выполняют водоохлаждаемые теплообменники. В ловушке размещен так называемый жертвенный материал (смесь легких оксидов Fe_2O_3 и Al_2O_3). Взаимодействие расплава с жертвенным материалом обеспечивает снижение температуры и плотности кориума, уменьшение тепловых потоков на стенке теплообменника и гарантированную подкритичность расплава, а также минимизирует выход из ловушки водорода и радиоактивных продуктов деления.

Система рекомбинации водорода в защитной оболочке состоит из пассивных автокаталитических рекомбинаторов, предназначенных для уменьшения концентрации водорода в помещениях контейнента до значений ниже, чем взрывоопасные.

Система пассивного отвода тепла от защитной оболочки обеспечивает защиту контейнента от превышения расчетного давления на поздних стадиях аварий с тяжелым повреждением активной зоны. Система состоит из пассивного конденсатора, размещенного внутри защитной оболочки, промежуточного водяного контура и внешнего теплообменника отвода тепла к конечному поглотителю – окружающему воздуху.

На основе анализа опыта эксплуатации и рекомендаций МАГАТЭ для действующих АЭС с ВВЭР-1000 в проект РУ В-491 были внесены и следующие усовершенствования:

путем увеличения количества рабочих органов системы управления и защиты (СУЗ) с 61 для В-320 до 121 для В-491 повышена эффективность и надежность механической системы аварийной защиты реактора, обеспечивающей быстрый перевод реактора в подкритическое состояние и поддержание его в этом состоянии с температурами ниже 100°С без подачи борной кислоты;

используется система автоматического подавления ксеноновых колебаний;

применен новый главный циркуляционный насос ГЦНА-1391, в котором для смазки и охлаждения подшипников используется вода;

улучшена конструкция ПГ, что обеспечивает существенное снижение частоты течи через теплообменные трубки и коллекторы ПГ;

усовершенствована конструкция активной зоны реактора, что позволяет повысить уровень надежности и снизить повреждаемость ее элементов;

применены предохранительные клапаны, способные работать на пароводяной смеси.

В проекте АЭС реализована концепция "течь перед разрушением". Применение концепции обеспечивает снижение на несколько порядков значения вероятности или частоты большой течи трубопроводов или разрушений корпусного оборудования и коллекторов парогенераторов.

Имеются также и существенные отличия, касающиеся используемого ядерного топлива и построения систем безопасности.

Особое внимание при разработке систем безопасности уделялось следующим основополагающим принципам:

обеспечению защиты от отказов по общей причине;

расширенному применению систем пассивного принципа действия;

применению функционального и конструктивного разнообразия;

обеспечению защиты от ошибочных действий персонала;

обеспечению защиты от внутренних и внешних воздействий.