

РАЗДЕЛ 2 ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АЭС.

В данном разделе приводятся основные характеристики АЭС, описание принципиальной схемы АЭС, а также сравнение с другими проектами АЭС.

2.1 ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭНЕРГБЛОКА

Основные технические характеристики энергоблока АЭС с ВВЭР-1200 приведены в таблице 2.1.1.

Таблица 2.1.1. Основные технические характеристики энергоблока АЭС с ВВЭР-1200

Наименование характеристики	Величина
1 Структура энергоблока	моноблок
2 Срок службы, год:	
- энергоблок	50
- реакторная установка	60
3 Мощность энергоблока, МВт:	
- электрическая (брутто) при гарантийных условиях	1194
- тепловая	3200
4 Теплофикационная мощность энергоблока, МВт	46,6
5 Коэффициент использования установленной мощности, отн.ед.	0,9
6 Расход электроэнергии на собственные нужды (с учетом затрат на обратное водоснабжение и площадочных затрат), %	7,0
7 Непланные автоматические остановки реактора, менее, 1/год	0,5
8 Среднегодовая продолжительность плановых остановов (перегрузка реактора, регламентные работы, планово-предупредительный ремонт (ППР)), сутки, не более	25
9 Численность промышленно-производственного персонала для энергоблока (удельная), чел./МВт	0,66
10 Количество ТВС в активной зоне, шт. ТВС – тепловыделяющая сборка	163
11 Количество ТВС с ОР СУЗ, шт. ОР СУЗ – орган регулирования систем управления защитой	121
12 Максимальная глубина выгорания, средняя по ТВС, МВт·сут/кгU	60
13 Продолжительность кампании топлива, год	3-4
14 Периодичность перегрузки топлива, месяц	12
15 Среднее обогащение топлива подпитки изотопом - U ²³⁵ , %	4,79
16 Средняя глубина выгорания топлива в выгружаемых ТВС для режима стационарных перегрузок, МВт·сут/кгU	55,5
17 Основные параметры теплоносителя:	
<u>первого контура:</u>	
- температура на входе в активную зону, °С	298,2 ⁺² ₋₄
- температура на выходе из активной зоны, °С	328,0 [±] 4,0
- подогрев теплоносителя на активной зоне, °С	30,7
- расход теплоносителя через реактор, м ³ /ч	90400
- давление на выходе из активной зоны, МПа	16,2 [±] 0,3
<u>второго контура:</u>	
- давление пара на выходе из ПГ, МПа	7,0 [±] 0,1
- паропроизводительность ПГ, т/ч	1602 ⁺¹¹²
- температура питательной воды, °С	225 [±] 5
- влажность пара на выходе из ПГ, % не более	0,2
- температура генерируемого пара на выходе из коллектора пара ПГ, °С	287,0 ± 1

18 Турбоустановка	К-1200-6,8/50
19 Конструктивная формула турбоустановки ЦНД – цилиндр низкого давления, ЦВД – цилиндр высокого давления	2ЦНД+ЦВД+2ЦНД
20 Схема регенеративного подогрева ПНД – подогреватель низкого давления, ПВД – подогреватель высокого давления	4ПНД + Д + 2ПВД
21 Количество и тип привода основных питательных насосов	5 ПЭН, (эл.привод)
22 Генератор	ТЗВ-1200-2АУЗ
23 Тип охлаждения генератора	Полное водяное
24 Схема циркуляционного водоснабжения турбоустановки	Оборотная схема с испарительными градирнями
25 Схема технического водоснабжения систем важных для безопасности	Оборотная схема с брызгальными бассейнами
26 Хранилище свежего ядерного топлива и твердых радиоактивных отходов в составе: - хранилище свежего топлива	499,3 м ²
- хранилище твердых радиоактивных отходов (ТРО):	673,5 м ²
- отвержденные жидкие РАО (низкоактивные и среднеактивные): НЗК – невозвратный защитный контейнер ЖРО – жидкие радиоактивные отходы	22 контейнера НЗК в год на один блок (14 НЗК с цементным компаундом и 8 НЗК с осушенными сорбентами) или 38 контейнеров НЗК в год на один блок в случае образования ЖРО при аварийных ситуациях и как следствие цементирование сорбентов (14 НЗК с цементным компаундом кубового остатка, шламов и 24 НЗК с цементным компаундом сорбентов).
- очень низкоактивные твердые РАО	27 бочек (17 негорючие/10 горючие ТРО) (5,42 м ³) в год

<p>- низкоактивные твердые РАО</p>	<p>135 бочек (120 негорючие/15 горючие ТРО) (32,3 м³) в год Площадь помещения хранения (133,7 м²) рассчитана на 1626 бочек (включая очень низкоактивные и низкоактивные РАО) Площадь помещения хранения длинномеров – 28,5 м² Площадь помещения временного хранения фильтров – 11,76 м²</p>
<p>- среднеактивные твердые РАО</p>	<p>25 бочек (2,5 м³) в год</p>
<p>- высокоактивные твердые РАО</p>	<p>5 капсул Площадь помещения хранения (54,6 м²) рассчитана на 546 бочек 0,5 м³ в год Площадь отсека хранения – 18,6 м²</p>
<p>В процентном отношении количество ТРО составляет:</p> <p>очень низкоактивные</p> <p>низкоактивные</p> <p>среднеактивные</p> <p>высокоактивные</p>	<p>15,3 %</p> <p>76,2 %</p> <p>7%</p> <p>1,4 %</p>
<p>27 Наличие хранилища отработавшего ядерного топлива</p>	<p>Имеется «мокрое» хранилище (бассейн выдержки в здании 20UJA), описание системы хранения отработавших ТВС, размещенной в реакторном отделении, а также систем, обеспечивающих транспортно-технологические операции с топливом приведены в разделе 12.</p>

<p>28 Технические средства обеспечения безопасности, структура:</p> <ul style="list-style-type: none"> - комплекс активных систем безопасности система аварийного впрыска низкого давления система аварийного впрыска высокого давления система аварийного ввода бора спринклерная система - пассивные системы безопасности система гидроемкостей САОЗ (САОЗ – система аварийного охлаждения активной зоны) - система аварийного электропитания - дополнительные технические средства управления ЗПА (ЗПА – запроектные аварии) система локализации расплава система аварийного использования воды из шахт ревизии ВКУ (ВКУ – внутри корпусное устройство) СПОТ ЗО СПОТ ПГ 	<p>4×100 %</p> <p>4×100 %</p> <p>4×50 %</p> <p>4×50 %</p> <p>4×50 %</p> <p>4×100 %</p> <p>4×100 %</p> <p>1×100 %</p> <p>1×100 %</p> <p>4×33 %</p> <p>4×33 %</p>
<p>29 Двойная защитная оболочка здания реактора</p> <p><u>наружная защитная железобетонная</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - диаметр внутренний, м - отметка вершины купола, м - толщина (цилиндрической части/купола), м <p><u>внутренняя герметичная железобетонная</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - диаметр внутренний, м - отметка вершины купола, м - толщина (цилиндрической части/купола), м - расчетное избыточное давление, МПа - расчетная температура, °С <p><u>аварийная система очистки воздуха</u> межоболочечного пространства от радиоактивных протечек обеспечивает очистку не ниже:</p> <ul style="list-style-type: none"> - элементарный йод, % - органический йод, % - аэрозоли, % 	<p>50,0</p> <p>70,2</p> <p>0,8/0,6</p> <p>44,0</p> <p>67,6 (с учетом пилястры 68,5)</p> <p>1,2/1,0</p> <p>0,4</p> <p>150</p> <p>99,9</p> <p>99</p> <p>99,99</p>

В проекте энергоблока № 2 Белорусской АЭС реализована концепция современных АЭС с ВВЭР-1200 с повышенными технико-экономическими показателями и высоким уровнем безопасности.

Энергоблок № 2 Белорусской АЭС является моноблоком мощностью 1200 МВт (электрических).

Топливом является слабообогащенная двуокись урана. Перегрузка топлива производится один раз в год.

2.2 ОПИСАНИЕ ПРИНЦИПАЛЬНОЙ СХЕМЫ АЭС

На рисунке 2.2.1 представлена принципиальная технологическая схема энергоблока АЭС, на которой указано 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 реакторной установки (РУ), которая состоит из реактора, четырех главных циркуляционных петель, четырех главных циркуляционных насосных агрегатов (ГЦНА), трубного пространства каждого из четырех парогенераторов (ПГ) и одного парового компенсатора давления (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: паро-производительной части парогенераторов, паропроводов свежего пара, одного турбоагрегата, включающего в себя турбоустановку и турбогенератор, конденсатных насосов, системы регенеративных подогревателей низкого давления, системы сепарации и промежуточного перегрева пара, системы основного конденсата, деаэрата, системы питательной воды, включая питательные насосы, и системы регенеративных подогревателей высокого давления.

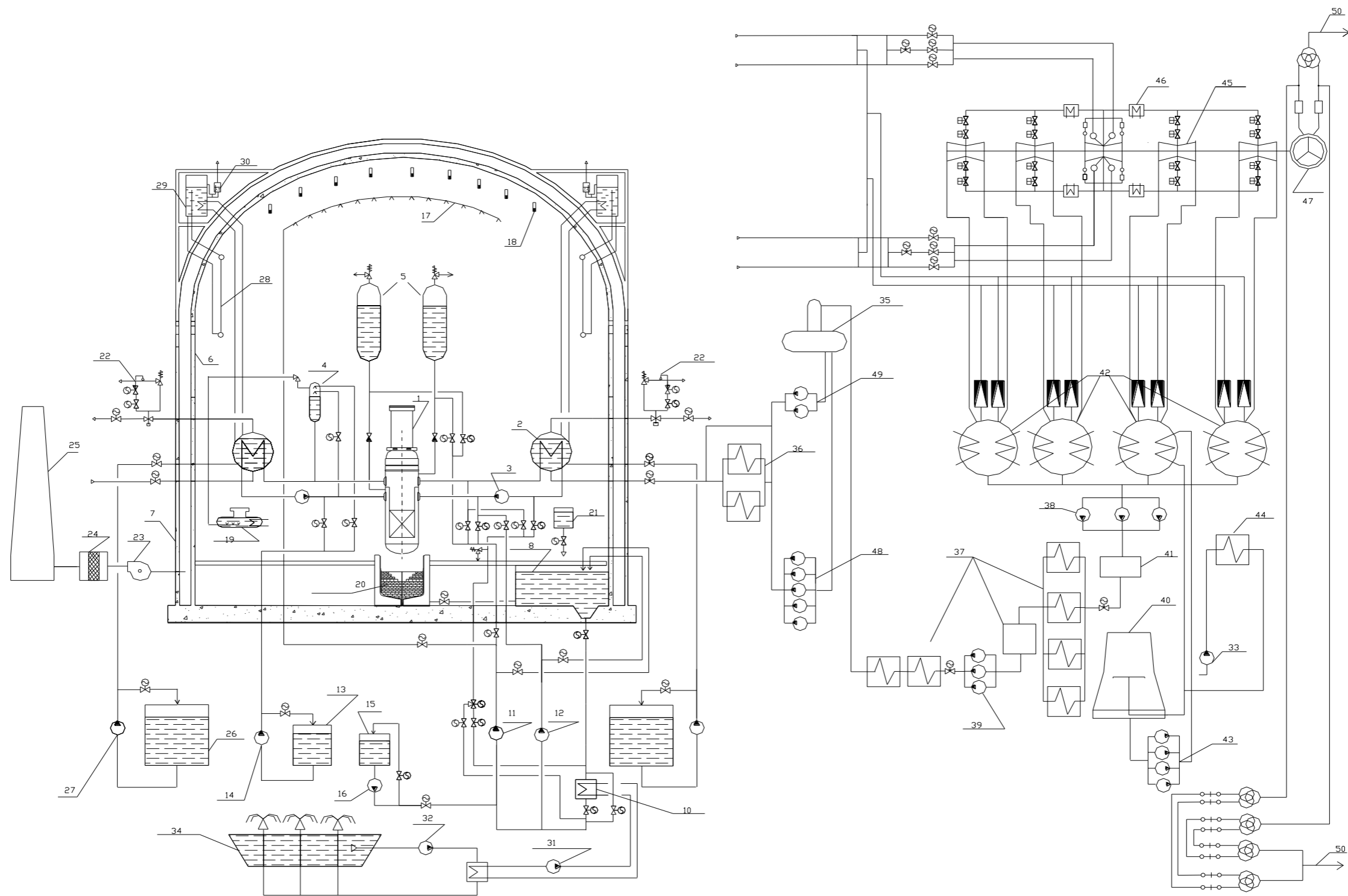
В активной зоне реактора создаются условия, при которых протекает ядерная реакция на тепловых нейтронах с выделением тепловой энергии.

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 импульсно-предохранительные устройства 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 системы спецводоочистки.

Из паро-производительной части парогенераторов пар по главным паропроводам через стопорно-регулирующие клапана 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.



1 – реактор, 2 – парогенератор, 3 – ГЦН, 4 – компенсатор давления, 5 – емкости САОЗ, 6 – защитная оболочка, 7 – наружная защитная оболочка, 8 – бак-прямок (запас борированной воды низкой концентрации), 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 СПОТ ГО, 29 – бак СПОТ, 30 – гидрозатвор, 31 – насос промконтур, 32 – насос технической воды ответственных потребителей, 33 – насос технической воды неотвественных 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- БОУ, 42 – конденсаторы, 43 – циркуляционные насосы, 44 – потребители машинного зала, 45 – ЦНД, 46 – ПП, 47 – турбогенератор, 48 – питательные электронасосы, 49 – вспомогательные питательные электронасосы, 50 – энергосистема.

Рисунок 2.2.1 - Принципиальная технологическая схема энергоблока

Конденсат из конденсатора насосами КЭН I ступени подается на блочную обессоливающую установку (БОУ). Пройдя очистку в БОУ, конденсат через первую группу подогревателей низкого давления (ПНД), поступает на всас КЭН II ступени 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 питательная вода через подогреватели высокого давления подается в парогенераторы.

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 подается на градирни для охлаждения.

Проект энергоблока включает в себя ряд систем нормальной эксплуатации, образующих единый комплекс и обеспечивающих работу АЭС в различных режимах. Часть этих систем изображена на принципиальной технологической схеме (рисунок 2.2.1) энергоблока.

Основными системами нормальной эксплуатации являются:

- система подпитки и борного регулирования;
- система охлаждения топливного бассейна;
- система дренажа оборудования здания реактора;
- системы азота и газовых сдувок;
- система сжигания водорода;
- система подачи "чистого" конденсата;
- системы спецводоочистки;
- система охлаждающей воды неответственных потребителей (2 контур);
- система промконтуров;
- системы вентиляции и кондиционирования;
- комплекс систем хранения и обращения с ЯТ;
- система электроснабжения собственных нужд нормальной эксплуатации;
- система надежного электроснабжения собственных нужд нормальной эксплуатации.

Помимо систем, непосредственно участвующих в процессе производства электроэнергии, на рисунке 2.2.1 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.

Системы безопасности, реализуемые в проекте АЭС, построены на активном и пассивном принципе действия.

В состав систем безопасности входят:

- система аварийной защиты реактора;
- система аварийного впрыска низкого давления;
- система аварийного впрыска высокого давления;
- система аварийного ввода бора;
- спринклерная система;
- система аварийного охлаждения активной зоны, пассивная часть;
- система отвода остаточных тепловыделений;

- система аварийного газоудаления;
- система аварийной питательной воды;
- системы защиты первого и второго контуров от превышения давления;
- система хранения борированной воды;
- система промконтра охлаждения ответственных потребителей¹;
- система охлаждающей воды ответственных потребителей²;
- система герметичных ограждений;
- системы вентиляции;
- система аварийного электроснабжения;
- управляющая система безопасности.

Часть перечисленных систем выполняет совмещенные функции нормальной эксплуатации и безопасности.

Кроме систем безопасности в проекте предусмотрены специальные технические средства, предназначенные для управления ЗПА:

- система пассивного отвода тепла от защитной оболочки (СПОТ ЗО);
- система пассивного отвода тепла через парогенераторы (СПОТ ПГ);
- система локализации расплава;
- передвижная дизель-генераторная установка.

Перечень основного технологического оборудования реакторного и турбинного отделений с основными характеристиками представлен в таблице 2.2.1.

¹ Система промконтра охлаждения ответственных потребителей предназначена для подачи охлаждающей воды и отвода тепла от оборудования реакторной установки, вспомогательных систем реакторной установки и систем, обеспечивающих безопасность АЭС.

² Система охлаждающей воды ответственных потребителей предназначена для выполнения функции отвода тепла от систем безопасности и систем, важных для безопасности, к конечному поглотителю в режимах нормальной эксплуатации, нарушений нормальных условий эксплуатации и проектных авариях.

Таблица 2.2.1 - Перечень основного оборудования энергоблока

Наименование	Характеристика	Количество
Основное оборудование систем нормальной эксплуатации		
<i>Основное оборудование первого контура</i>		
Реактор В-491	$N_T=3200$ МВт $T_{\text{вых}}=328,0\pm 4$ °С $P_{\text{вых}}=16,2$ МПа	1
ГЦНА-1391	$Q=22600$ м ³ /ч $H=0,624\pm 0,025$ МПа	4
Парогенератор ПГВ-1000МКП	$N_T=803$ МВт $P_{\text{пара}}=7,0\pm 0,1$ МПа $T_{\text{пара}}=287,0\pm 1,0$ °С $G_{\text{пара}}=1602$ т/ч внутренний Øкорпуса 4,2 м	4
Компенсатор давления	$V_{\text{кд}}=79$ м ³ $V_{\text{т/н}}=55$ м ³	1
Турбина типа К-1200-6,8/50	$P_{\text{нач.}}=6,8$ МПа $T_{\text{нач.}}=283,8$ °С $N_{\text{гар.}}=1194$ МВт	1
Конденсационная установка:		1
Одноходовой двухпоточный конденсатор	1200-КП-95000-3 $P_{\text{кондс.}}=4,9$ кПа (среднее) $T_{\text{охл.в. (расчетная)}}=21,5$ °С $G_{\text{охл.воды(сумм.)}}=150000$ т/ч	4
Система вакуумирования конденсатора:		
- вакуумный водокольцевой насос	ТРС.953.14.000242-01	3
- вентилятор конденсатора пара	ВР 140-15-14-Л90	2
Конденсатные насосы первой ступени	АКсВА 2000-100 $Q=2000$ м ³ /ч $H=100$ м вод. ст.	3
Конденсатные насосы второй ступени	АКсВА 2200-220-2 $Q=2245$ м ³ /ч $H=220$ м вод. ст.	3
Сепаратор-пароперегреватель вертикальный, двухступенчатый, жалюзийного типа	СПП-1200 Нагреваемый пар $G_{\text{п}}=311,69$ кг/с $P_{\text{п}}=0,577$ МПа Греющий пар $G_{\text{ПП1}}=21,36$ кг/с	4

	РПП1=2,87 МПа ГПП2=20,80 кг/с РПП2=6,8 МПа	
Питательный электронасос	По типу WKHD 250/3+i Q=1840 м ³ /ч H=910 м вод. ст.	5
Вспомогательный питательный насос	АПЭА 250/90 Q=250 м ³ /ч H=880 м вод. ст.	2
Деаэратор повышенного давления	Q=6300 т/ч P=0,871 МПа	1
Система смазки турбоагрегата:		
- маслобак	V=67 м ³	1
- насос системы смазки	NSS200-400 Q=500 м ³ /ч H=40 м вод. ст.	2
- насос системы смазки (аварийный)	NSS150-250	1
- маслоохладитель	Q=350 м ³ /ч H=22 м вод. ст. МП-300-500-1 Гохл.воды=500 т/ч	3
Система маслоснабжения системы регулирования:		
- маслобак	V=6,9 м ³	1
- насос системы регулирования	НВР 50-36/72	2
<i>Оборудование систем безопасности</i>		
ГЕ САОЗ	Vкорпуса=60 м ³ P=5,9 МПа	4
Баки-приямки (запас борированной воды низкой концентрации)	Vобщий = 2500 м ³	2
Теплообменник аварийного и планового расхолаживания	F= 450 м ²	4
Насос аварийного впрыска низкого давления	Q=750 м ³ /ч H=150 м вод. ст.	4
Насос аварийного впрыска высокого давления	Q=150 м ³ /ч H=650 м вод. ст.	4
Спринклерный насос	Q=360 м ³ /ч H=30 м вод. ст.	4
Насос подачи раствора для связывания радиоактивного йода	Q=12,5 м ³ /ч H=50 м вод. ст.	4
Бак химреагентов для связывания радиоактивного йода	V=15 м ³	4
Насос аварийного ввода бора	Q=14,5 м ³ /ч H=2500 м вод. ст.	4
Бак запаса борированной воды высокой концентрации	V=150 м ³	2
Насос промконтра охлаждения ответственных потребителей	Q=3200 м ³ /ч H=45 м вод. ст.	4

Насос промконтура охлаждения ответственных потребителей высокого давления	Q=360 м ³ /ч H=45 м вод. ст.	4
Насос технической воды для ответственных потребителей	Q=1700 м ³ /ч H=70 м вод. ст.	4x2
Насос аварийной питательной воды	Q=150 м ³ /ч H=900 м вод. ст.	4
Бак системы аварийной питательной воды	V=700 м ³	4
Главный паровой арматурный блок:		4
- ИПУ ПГ	P1отк=8,8 МПа, P2отк=9,0 МПа	4
- БРУ-А	G=1050 т/ч	8
- БЗОК	G=1000 т/ч Время закрытия не более 5 с	4
<i>Другое оборудование систем нормальной эксплуатации</i>		
Деаэратор системы подпитки и борного регулирования	V=31 м ³ G =75 т/ч	1
Насос подпитки и борного регулирования большой производительности	Q=60 м ³ /ч H=1850 м вод. ст.	2
Насос подпитки и борного регулирования малой производительности	Q=6,3 м ³ /ч H=1600 м вод. ст.	3
Насос гидроиспытаний	Q=5,0 м ³ /ч H=2000 м вод. ст.	1
Регенеративный теплообменник продувки первого контура	F=135 м ²	1
Доохладитель продувки	F=56 м ²	1
Теплообменник аварийного вывода теплоносителя	F=10 м ²	1
Насос организованных протечек	Q=12,5 м ³ /ч H=50 м вод. ст.	2
Теплообменник организованных протечек	F=27 м ²	1
Бак организованных протечек	V=5,8 м ³	1
Расширитель продувки парогенераторов	V= 3,5 м ³	1
Регенеративный теплообменник продувки парогенераторов	F= 86 м ²	1
Доохладитель продувки парогенераторов	F= 43 м ²	1
Охладитель дренажей парогенераторов	F= 15 м ²	1
Насос возврата продувочной воды парогенераторов	Q=65 м ³ /ч H =100 м вод. ст.	2
Быстродействующая редуцирующая установка со сбросом пара в конденсатор турбины (БРУ-К)	Gпара=510 т/ч	8
Быстродействующая редуцирующая установка собственных нужд (БРУ-СН)	G=300 т/ч	3
	G=150 т/ч	1
Насос подпиточной воды АЦНА 100-50-2	Q=100 м ³ /ч H=50 м вод. ст.	2
Аварийный насос подпиточной воды АЦНА 200-120	Q=200 м ³ /ч H=120 м вод. ст.	2
<i>Дополнительные технические средства управления ЗПА</i>		
Бак аварийного отвода тепла системы пассивного отвода тепла	V=538 м ³	4

Теплообменник аварийного расхолаживания системы пассивного отвода тепла от парогенераторов	F=12 м ²	72
Теплообменник-конденсатор системы пассивного отвода тепла от защитной оболочки	F=75 м ²	16
Пассивные автокаталитические рекомбинаторы водорода типа FR90/1-750 системы удаления водорода под защитной оболочкой	Производительность 2,4 кг/ч (при P=0,15 МПа и CH ₂ =4 %об.)	16
Пассивные автокаталитические рекомбинаторы водорода типа FR90/1-1500 системы удаления водорода под защитной оболочкой	Производительность 5,36 кг/ч (при P=0,15 МПа и CH ₂ =4 %об.)	28
Газоанализаторы системы контроля концентрации водорода под защитной оболочкой	Диапазоны измеряемых концентраций водорода, % объемных - до 25. Параметры измеряемой среды: - давление, МПа - до 0,7 - температура, °С - до 250	22
Устройство локализации расплава	Назначенный срок службы - не менее 60 лет. В режиме локализации и удержания расплава при ЗПА – не менее 10 лет	1

2.3 СРАВНЕНИЕ С ДРУГИМИ ПРОЕКТАМИ АЭС

В данном разделе проводится сравнение основных характеристик и параметров энергоблока Белорусской АЭС с данными проекта-аналога – АЭС-91 (Тяньваньская АЭС (ТАЭС 3, 4 блок)) и с данными проекта референтной АЭС – Ленинградской АЭС (ЛАЭС-2), а также сравнение с зарубежными АЭС.

Сравнение проекта Белорусской АЭС с данными проекта-аналога и референтного проекта по основным техническим решениям представлены в таблице 2.3.1.

Сравнение проекта Белорусской АЭС с данными проекта-аналога в части выходных параметров представлены в таблице 2.3.2.

Сопоставление основных характеристик и параметров двух проектов показывает, что проект Белорусской АЭС имеет ряд преимуществ по сравнению с проектом-аналогом, в частности:

- увеличена мощность энергоблока с 1060МВт до 1194МВт;
- увеличен срок эксплуатации энергоблока с 40 до 50 лет (увеличение срока эксплуатации блока приводит к снижению усредненной себестоимости за срок службы);
- увеличен КИУМ с 0,8 до 0,9 (за счет снижения сроков простоя при ремонте/перегрузке, а также за счет увеличения межремонтных периодов, что согласовано с заводами – поставщиками оборудования, кроме того, использование диагностики позволяет ремонтировать не все оборудование, а только то, которое реально требует ремонта);
- увеличен к.п.д. (нетто) энергоблока с 33,1 % до 33,7 %;
- улучшены нейтронно-физические характеристики активной зоны;
- повышена автономность блока при потере электропитания, включая отказ всех дизель-генераторов (black-out), с 2 до 24 часов;
- применены дополнительные технические средства управления ЗПА;
- снижена вероятность тяжелого повреждения активной зоны.

Таблица 2.3.1 Сравнение проектов АЭС -91 (ТАЭС 3,4 блок) с проектом АЭС-2006 (Ленинградская АЭС-2) и АЭС-2006 (Белорусская АЭС) по основным техническим решениям.

Критерий	АЭС-91 (ТАЭС 3,4 блок)	АЭС-2006 (Ленинградская АЭС-2)	АЭС-2006 (Белорусская АЭС)
Количество каналов СБ	4 канала безопасности	4 канала безопасности	4 канала безопасности
Тип ЗО	Двойная ЗО	Двойная ЗО	Двойная ЗО
Пассивные системы для ПА	Не предусмотрены	СПОТ ЗО и СПОТ ПГ (ЗПА)	СПОТ ЗО и СПОТ ПГ (ЗПА)
Инженерные меры управления ЗПА	ПКРВ, УЛР и др	ПКРВ, УЛР и др.	ПКРВ, УЛР и др.
Сейсмостойкость	Увеличенная сейсмостойкость по сравнению с предыдущим проектом	Увеличенная сейсмостойкость по сравнению с предыдущем проектом	Увеличенная сейсмостойкость по сравнению с предыдущем проектом
Срок службы	40 лет	50 лет	50 лет
Независимость от внешнего энергоснабжения (полное обесточивание)	24 часа	72 часа	72 часа
Компоновочные решения	Баки хранения РБК низкой концентрации за ЗО	Баки-приямки внутри ЗО	Баки-приямки внутри ЗО
Проектные решения по результатам стресс-тестов		Система подпитки БАОТ (JNB50) Мобильный ДГ (для каждого блока)	Проектные решения по результатам стресс тестов уже учтены в проекте Белорусской АЭС

Таблица 2.3.2 - Результаты сравнения АЭС-91 (ТАЭС 3,4 блок) с данными проекта АЭС-2006 (Белорусская АЭС)

Наименование	АЭС-91 (ТАЭС 3,4 блок)	АЭС-2006 (Белорусская АЭС)
1. Энергоблок		
Установленная номинальная электрическая мощность энергоблока, МВт	1060	1194
Срок службы энергоблока, лет	40	50
Коэффициент полезного действия энергоблока (нетто), %	33,1	33,7
Коэффициент использования установленной мощности энергоблока (КИУМ), о.е.	0,8	0,9
2. Реакторная установка		
Номинальная тепловая мощность реактора, МВт	3000	3200
Количество циркуляционных петель, шт.	4	4
Паропроизводительность ПГ в номинальном режиме, т/ч	1470x4	1602x4
Давление генерируемого пара при номинальной нагрузке на выходе из ПГ, МПа	6,27	7,0
Температура генерируемого пара при номинальной нагрузке, °С	278,5	287
Влажность генерируемого пара, не более, %	0,2	0,2
Температура питательной воды в номинальном режиме, °С	218	225
Параметры расчетные по первому контуру:		
- давление избыточное, МПа	17,6	17,6
- температура, °С	350	350
Параметры расчетные по второму контуру		
- давление избыточное, МПа	7,84	8,1
- температура, °С	300	300
Давление гидроиспытания первого контура:		
- на плотность, МПа	17,6	17,6
- на прочность, МПа	24,5	24,5
Давление гидроиспытания второго контура		
- на плотность, МПа	7,84	8,1
- на прочность, МПа	10,8	11,14
Учет принципа LBB (течь перед разрушением)	+	+
Учет аварии типа ATWS	+	+
3. Реактор		
Давление теплоносителя на выходе из активной зоны, МПа	15,7	16,2±0,3
Температура теплоносителя на выходе из активной зоны, °С	321	328,9
Температура теплоносителя на входе в активную зону, °С	291	298,2
Перепад температур (подогрев) в реакторе, °С	30	30,7

Наименование	АЭС-91 (ТАЭС 3,4 блок)	АЭС-2006 (Белорусская АЭС)
Расход теплоносителя через реактор, м ³ /ч	86000	86000±2900
Время нахождения (кампания) топлива в активной зоне, год	3-4	4
Периодичность перегрузки топлива, год	1	1
Максимальная глубина выгорания топлива, средняя по ТВС, МВт×сут/ кг урана	55	60
Количество ОР СУЗ, шт.	121	121
Диаметр ТВЭЛ (наружный), мм	9,1	9,1
Максимальная линейная нагрузка на ТВЭЛ, Вт/см	448	420
4. Парогенератор		
Тип	ПГВ-1000М	ПГВ-1000МКП
Паропроизводительность, т/ч	1470	1602
Диаметр теплообменных труб, мм	16x1,5	16x1,5
Положение теплообменных труб в пучке	шахматн.	коридорн.
Внутренний диаметр корпуса, мм	4000	4200
Длина корпуса, мм	13840	13840
5. Главный циркуляционный насосный агрегат		
Тип насоса и направление потока	ГЦНА-1391	ГЦН-1391
Номинальная подача, м ³ /ч	21500	22600
Напор (при номинальной подаче), МПа	0,64	0,624±0,025
Номинальное напряжение питающего тока, В	6000	10000
6. Главный циркуляционный трубопровод		
Диаметр внутренний, мм	850	850
Толщина стенки, мм	70	70
Расход теплоносителя номинальный в петле, м ³ /ч	21500	22600
7. Компенсатор давления		
Давление, МПа	15,7	16,1±0,3
Емкость (полный объем), м ³	79	79
Мощность электронагревателей (общая), кВт	2520	2520
8. Барботер		
Давление в корпусе, МПа	0,02	0,02
Давление разрыва мембраны, МПа	0,68-0,85	0,68-0,85
Объем воды, м ³	20	20
9. Гидроемкости САОЗ		
Давление рабочее, МПа	5,9	5,9
Объем корпуса, м ³	60	60
10. Системы второго контура		
10.1 Главные паропроводы от ПГ до БЗОК		
- диаметр трубопровода внешний, мм	630	630
- толщина стенки, мм	25	25
10.2 Турбина		
Тип	К-1000-60/3000	К-1200-6,8/50
Номинальная мощность, МВт	1060	1194

Наименование	АЭС-91 (ТАЭС 3,4 блок)	АЭС-2006 (Белорусская АЭС)
Конструктивная схема турбоустановки	2ЦНД+ЦВД+2ЦНД	2ЦНД+ЦВД+2ЦНД
Длина и материал рабочих лопаток последних ступеней ЦНД, мм	1200, титан	1200, титан
Структура системы регенерации	4ПНД+Д+ 2ПВД	4ПНД+Д+ 2ПВД
Количество питательных насосов, шт	5	5
Количество конденсатных насосов 1 и 2 ступени, шт	3 + 3	3 + 3
10.3 Система байпаса турбины (БРУ-К)		
Номинальный расход пара, %	60	60
11. Защитная оболочка		
Тип защитной оболочки	двойная защитная оболочка	двойная защитная оболочка
11.1 Параметры и размеры внутренней оболочки из предварительно напряженного железобетона с внутренней стальной облицовкой		
Избыточное расчетное давление, МПа	0,4	0,4
Расчетная температура, °С	150	150
Внутренний диаметр, м	44,0	44,0
Высота (изнутри), м	63,0	67,6
Толщина:		
- вертикальной стены, мм	1200	1200
- купола, мм	1000	1000
11.2 Параметры и размеры внешней оболочки из монолитного железобетона		
Внутренний диаметр, м	50,0	50,0
Высота (изнутри), м	66,0	70,2
Толщина бетона:		
- вертикальной стены, мм	600	800
- купола, мм	600	600
12. Специальные технические средства обеспечения безопасности		
12.1 Системы безопасности		
- насосы аварийного впрыска высокого давления, шт	4	4
- насосы аварийного впрыска низкого давления, шт	4	4
- спринклерные насосы, шт	4	4
- гидроемкости САОЗ, шт	4	4
- насосы подпитки и борного регулирования, шт	2	5
- насосы аварийного ввода бора, шт	4	4
- насосы аварийной питательной воды, шт	4	4
- теплообменники системы отвода тепла, шт	4	4
- система аварийного газоудаления	+	+
- системы защиты первого и второго контуров от переопрессовки	+	+
12.2 Дополнительные технические средства управления ЗПА		

Наименование	АЭС-91 (ТАЭС 3,4 блок)	АЭС-2006 (Белорусская АЭС)
- система пассивного отвода тепла через ПГ (СПОТ ПГ)	-	+
- система пассивного отвода тепла от герметичной оболочки (СПОТ ГО)	-	+
- система аварийного сброса давления в первом контуре	+	+
- аварийная вентиляционная система для поддержания разрежения и очистки среды в пространстве между внутренней и внешней оболочками	+	+
- система пассивных рекомбинаторов водорода	+	+
- система химического связывания летучих форм йода	+	+
- система удержания расплава активной зоны (ловушка)	+	+
13. Обращение с радиоактивными отходами		
Суммарный объем кондиционированных ТРО м ³ /энергоблок*год (без учета ТРО от ремонтов)	170	90
14. Электрические системы		
14.1 Главная электрическая схема		
Генератор:		
- количество, шт	1	1
- тип	ТВВ-1000-2	ТЗВ-1200-2
- мощность номинальная, МВт	1000	1200
- охлаждение	водородное/ водяное	полностью водяное
14.2 Системы электроснабжения собственных нужд		
Количество и мощность трансформаторов собственных нужд, МВ·А	2х63	2х80
Количество и мощность аварийных дизель-генераторов системы безопасности, кВт	4х5500	4х6300
Количество и мощность общестанционных дизель-генераторов, МВт	2х4000 на один блок	2х5000 на два блока

В таблице 2.3.3 приведено сравнение основных параметров первого и второго контуров серийного энергоблока АЭС-91, энергоблока АЭС-2006 и зарубежных АЭС.

Таблица 2.3.3 - Сравнение основных параметров первого и второго контуров серийного энергоблока АЭС-91, энергоблока АЭС-2006 и зарубежных АЭС

Параметр	ВВЭР-1000 Россия	ВВЭР-1200 Россия	N4 Франция	KSNP Корея	EPR Франция
Тепловая мощность реактора, МВт	3000	3200	4250	2815	4300
Температура теплоносителя на выходе из реактора, °С	321	329,7	329	327,3	327,2

Температура теплоносителя на входе в реактор, °С	291	298,6	292	295,6	295,9
Температура питательной воды, °С	218	225	230	230	230
Давление генерируемого пара, МПа	6,27	7,0	7,3	7,4	7,8

Из представленных в таблице 2.3.3 данных видно значительное отставание основных параметров первого и второго контуров ВВЭР-1000 (В-320) по сравнению с зарубежными АЭС. Известно, что эти параметры в значительной степени определяют тепловую эффективность и экономические показатели электростанции. Только за счёт низкого давления пара и температуры питательной воды тепловая экономичность АЭС ВВЭР-1000 снижена не менее чем на 3 % по сравнению с EPR.

Для АЭС ВВЭР-1200 параметры теплоносителя первого контура даже несколько превышают показатели зарубежных АЭС, но и в этом случае, давление генерируемого пара составляет 7,0 МПа против 7,8 МПа у EPR. Разность давления генерируемого пара обусловлена использованием на зарубежных АЭС вертикального парогенератора с выделенным экономайзерным участком, что до настоящего времени не используется на российских горизонтальных парогенераторах. Это отличие приводит к уменьшению тепловой экономичности АЭС ВВЭР-1200 на 0,8 %.

Однако, как видно из таблиц 2.3.2 и 2.3.3, в проекте АЭС с ВВЭР-1200 приняты решения, направленные на повышение основных параметров первого и второго контуров и улучшение других характеристик энергоблока (включая увеличение мощности, срока службы, КИУМ энергоблока), что в целом позволяет повысить тепловую эффективность и экономические показатели и приблизить их к показателям зарубежных АЭС.

Укрупненное сравнение специальных технических средств обеспечения безопасности проектов АЭС с ВВЭР-1200 и EPR представлено в таблице 2.3.4.

Таблица 2.3.4 - Укрупненное сравнение специальных технических средств обеспечения безопасности проектов АЭС с ВВЭР-1200 и EPR

Технические средства	ВВЭР-1200	EPR
Активные системы безопасности		
- 4-х канальная система охлаждения активной зоны	+	+
- 4-х канальная система отвода тепла от парогенераторов	+	+
- 4-х канальная система аварийного электропитания от дизель-генераторов	+	+
- 4-х канальная СКУ систем безопасности	+	+
Дополнительные технические средства управления ЗПА		
- СПОТ ПГ	+	-
- СПОТ ГО	+	-
- система удержания расплава активной зоны	+	+
- система подавления водорода под оболочкой	+	+

Результаты сравнения специальных технических средств обеспечения безопасности энергоблоков АЭС с ВВЭР-1200 и EPR показывают, что:

- оба проекта используют классическую для ВВЭР/PWR большой мощности концепцию безопасности на основе активных систем безопасности, в соответствии с которой все основные системы безопасности имеют канальную структуру и обеспечивают, с учетом принципа единичного отказа, управление всеми проектными авариями и приведение аварийного энергоблока в конечное состояние;

- оба проекта используют технические средства управления ЗПА, однако в проекте АЭС-2006 применены системы, которые отсутствуют в проекте EPR. Эти системы (СПОТ ПГ и СПОТ ГО) обеспечивают проекту АЭС-2006 повышенную автономность при потере электропитания, включая отказ всех дизель-генераторов (black-out), до 24 часов.