

ности приводит к росту на 16 °С первого пика температуры оболочек твэл и к снижению на 8 °С значения второго пика температуры оболочек твэл.

ЛИТЕРАТУРА

1. Требования к содержанию отчета по анализу безопасности АС с реакторами типа ВВЭР на стадии выдачи разрешения на ввод в эксплуатацию. КНД 306.302-96.- 1997.
2. Хмельницкая АЭС. Энергоблок № 2. Отчет по анализу безопасности. Глава 15. Анализ аварий. 43-923.203.254.ОБ.15.02.02. Часть 2. Книга 2. ОАО КИЭП. - 2003.
3. INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Accident analysis of nuclear power plants, Main Report, Safety Series, IAEA, Vienna.- 2000.
4. INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Safety of Nuclear Power Plants: Design, Draft Requirements, Safety Standard Series, NS-R-1, IAEA, Vienna.- 2000.
5. RELAP5/MOD3.2. Code manual. NUREG/CR - 5535. INEL - 95/0174. Vol. 1-7.
6. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций НП 306.1.02/1.034. -2000.
7. Хмельницкая АЭС. Энергоблок № 2. Отчет по анализу безопасности. Глава 15. Анализ проектных аварий. Описание расчетной модели для кода RELAP. 43-923.203.031.РМ01-09. ОАО «Киевский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт «ЭНЕРГО-ПРОЕКТ».

Получено 04.10.2004 г.

УДК 621.039.588

ШЕВЕЛЕВ Д.В., САПОЖНИКОВ Ю.А., КОНЫШИН Е.В.

ОАО Киевский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт «Энергопроект»

ОТРЫВ КРЫШКИ КОЛЛЕКТОРА ПАРОГЕНЕРАТОРА

В доповіді розглянуто захід спрямований на підвищення безпеки діючих АЕС та АЕС, що будуються. Розглянуто протікання аварії „Відрив кришки колектору парогенератора” та можливі дії оператора.

В статье рассмотрено мероприятие, направленное на повышение безопасности действующих и строящихся АЭС. Рассмотрено протекание аварии «Отрыв крышки коллектора парогенератора» и разработаны рекомендации к действиям оперативного персонала для снижения последствий аварии.

Action directed to increase of safety of operating NPPs and NPPs under construction is considered in this report. The passing of “Break of SG’s collector head” accident and possible operator actions are taken up.

АЗ – аварийная защита;
 АПЭН – аварийный питательный электрический насос;
 АЭС – атомная электростанция;
 БРУ-А – быстродействующая редуцирующая установка сброса пара в атмосферу;
 БРУ-К – быстродействующая редуцирующая установка сброса пара в конденсатор;
 ВВЭР – водо-водяной энергетический реактор;
 ВД – высокое давление;
 ВПЭН – вспомогательный питательный электронасос;

ГЕ – гидроемкость;
 ГЦН – главный циркуляционный насос;
 ГЦТ – главный циркуляционный трубопровод;
 ДГ – дизель-генератор;
 ИПУ – импульсное предохранительное устройство;
 ИС – исходное событие;
 КД – компенсатор давления;
 НД – низкое давление;
 ОР – орган регулирования;
 ПВД – подогреватель высокого давления;
 ПГ – парогенератор;

ПК – пре-дохранительный клапан;
ПСУ – паросбросные устройства;
РУ – реакторная установка;
САОЗ – система аварийного охлаждения активной зоны;
СК – стопорный клапан;

СУЗ – система управления и защиты реактора;
твэл – тепловыделяющий элемент;
ТГ – турбогенератор;
ТПН – турбопитательный насос;
ТЭН – трубчатый электронагреватель.

Введение

Для реакторных установок типа ВВЭР с горизонтальными парогенераторами характерной особенностью течей из первого контура во второй является потеря (байпасирование) четвертого барьера безопасности (т.е. защитной оболочки), что приводит к невозможной потере теплоносителя первого контура и выходу радиоактивности непосредственно в окружающую среду.

Возможность средней течи из первого контура во второй вследствие отрыва крышки коллектора парогенератора изначально не рассматривалась в проекте реакторной установки типа ВВЭР. Однако, опыт эксплуатации и технический контроль оборудования показал потенциальную возможность возникновения данной аварии, вследствие нарушения водо-химического режима в парогенераторах. Также, основанием для пересмотра проектных основ РУ ВВЭР и включения данной аварии в перечень проектных послужил тот факт, что подобное исходное событие, имело место на первом энергоблоке Ровенской АЭС 22 января 1982 года [0]. Следствием аварии стал выброс радиоактивного теплоносителя первого контура через БРУ-А поврежденного парогенератора в атмосферу.

В случае отрыва крышки коллектора парогенератора аварийный ПГ и его ПСУ (т.е. ПК ПГ, БРУ-А и БРУ-К) становятся частью первого контура. Поскольку уставки давления на открытие клапанов ПСУ ниже чем рабочий диапазон давлений насосов САОЗ ВД, то авария приводит к безвозвратной потере теплоносителя первого контура, что влечет за собой осушение активной зоны реактора и ее разрушение. В данной работе рассматривается проектная авария с отрывом крышки коллектора и зависанием в открытом положении БРУ-А на аварийном парогенераторе.

Цели исследования

Целью исследования при анализе аварий является подтверждение соответствия реакторной установки критериям приемлемости, которые устанавливаются требованиями нормативной документации. Поскольку течь с отрывом крышки коллектора может привести к безвозвратной потере теплоносителя первого контура, то конечной целью анализа данной аварийной ситуации является анализ на не превышение значения температуры оболочек твэл выше максимального проектного предела 1200 °С [2].

В статье рассматривается два варианта протекания аварии с отрывом крышки коллектора ПГ:

- в первом случае анализируется протекание указанной аварии при номинальных параметрах и без учета действий оперативного персонала. По сути, анализ сводится к определению времени до начала разрушения оболочек твэл;
- во втором случае анализируется протекание аварии с учетом консервативных начальных и граничных условий и с рассмотрением действий оперативного персонала АЭС.

Методы исследования

Для моделирования аварии применялся компьютерный код RELAP5/Mod3.2, разработанный Национальной инженерной лабораторией INEL (Idaho, USA), который является компьютерным кодом улучшенной оценки для анализа переходных процессов в реакторах под давлением.

Для проведения анализов была применена четырехпетлевая валидированная модель реакторной установки, позволяющая смоделировать все нюансы работы натурной установки.

Специфика моделирования отдельных компонентов приведена в [3].

Обсуждение результатов

Изначально была проанализирована аварийная ситуация “Отрыв крышки коллектора ПГ” с применением подхода «улучшенной оценки», который позволяет реалистично оценить поведение РУ при данной аварии.

Течь первого контура в ПГ при наличии отказа БРУ-А приводит к невозполнимой потере теплоносителя первого контура в окружающую среду, поскольку максимальное давление на напоре САОЗ ВД превышает уставки открытия паросбросных устройств второго контура. Процесс

усугубляется незакрытием БРУ-А аварийного парогенератора. После отключения активной части САОЗ (и окончания работы ГЕ САОЗ в первый контур в варианном расчете) происходит прогрессирующее выкипание теплоносителя в реакторе с последующим оголением активной зоны. Это приводит к превышению максимальной температуры оболочек твэл 1200 °С через 21947 секунд с момента ИС.

Хронология протекания процесса приведена в табл. 1.

Как видно из представленных результатов, при протекании данной аварийной ситуации без учета действий оперативного персонала разрушение оболочек твэл происходит по причине потери теплоносителя первого контура на 21947-й секунде

Табл. 1. Хронология событий без учета действий оперативного персонала

Время, с	Событие	Примечание
0,0	Отрыв крышки коллектора ПГ-1	
7,0	Начало открытия БРУ-А ПГ-1	Давление в ПГ-1 более 73 кгс/см ²
9,6	Формирование сигнала АЗ	Давление в первом контуре менее 140 кг/см ² при температуре теплоносителя более 260 °С
10	Закрытие СК ТГ	
11	Отключение ГЦН-1,2,3	
27	Открытие контрольного ИПУ ПГ-4	Давление в ПГ-4 более 84 кгс/см ²
20	Изоляция ПГ-1 по второму контуру	Высокий уровень в ПГ-1
30,5	Отключение ГЦН-4	
50,0	Опустошение компенсатора давления	
53	Закрытие контрольного ИПУ ПГ-4	Давление в ПГ-4 менее 80 кгс/см ²
83	Начало работы САОЗ ВД в 1-й контур	Давление 1-го контура менее 110 кгс/см ²
720	Начало работы САОЗ НД в 1-й контур	Давление 1-го контура менее 24 кгс/см ²
1010	Заполнение ПГ-1 теплоносителем	
2800	Исчерпание запаса теплоносителя в ГА-201. Отключение активной части САОЗ.	
3000	Временное прекращение расхода в течь (менее 1 кг/с)	
3000-3020	Появление уровня теплоносителя в активной зоне	
4000	Появление уровня в ПГ-1	
14500	Возобновление расхода в течь (более 2 кг/с)	
14520-14880	Работа АПЭН в неаварийные ПГ	Низкий уровень в соответствующих ПГ
21947	Рост температуры оболочек твэл свыше 1200 °С. Окончание расчета	Начало повреждения активной зоны

процесса.

На втором этапе расчетного анализа был выполнен расчет с консервативными начальными и граничными условиями, но с учетом действий оперативного персонала. Отрыв крышки коллектора ПГ приводит к появлению течи эквивалентным диаметром 100 мм из первого контура в паровой объем парогенератора. В результате аварийный ПГ и его система защиты от превышения давления (т.е. БРУ-А и ПК ПГ) становится частью первого контура. Расход теплоносителя в течь в начальный момент аварии достигает значения 909,5 кг/с (рис. 1).

В результате потери теплоносителя давление в первом контуре РУ снижается. При достижении значения $148^{-2,5}$ кгс/см² при нейтронной мощности более 75 % и температуре в горячей нитке любой петли более 260 °С формируется сигнал АЗ на 11,5 секунде. Через 0,3 секунды начинается ввод ОР СУЗ по сигналу АЗ. В расчетном сценарии постулируется потеря внешнего электроснабжения в момент срабатывания аварийной защиты реактора. В результате обесточивания закрываются стопорные клапаны ТГ, отключаются ТПН и ГЦН. Поскольку работа ВПЭН при анализе данного ИС не рассматривается, то в дальнейшем подпитка ПГ осуществляется от насосов АПЭН.

После окончания выбега ГЦН в ГЦК устанавливается естественная циркуляция.

В результате закрытия СК ТГ давление второго контура начинает расти и достигает уставок открытия БРУ-А на 16 и 17 секундах для БРУ-А1 и БРУ-А3 модели соответственно. БРУ-А2 открывается после разворота дизель-генераторов и подключения их к секциям надежного питания на 28

секунде. Хронология протекания процесса с учетом действий оператора приведена в табл. 2. Открытие БРУ-А не способно ограничить рост давления в паропроводах. На 22-23 секундах открываются предохранительные клапаны ПГ-1 и ПГ-2, 3, которые закрываются соответственно на 48, 42 и 35 секунде. Максимальное давление в ПГ (87 кгс/см^2) наблюдается на 24 секунде (рис. 2).

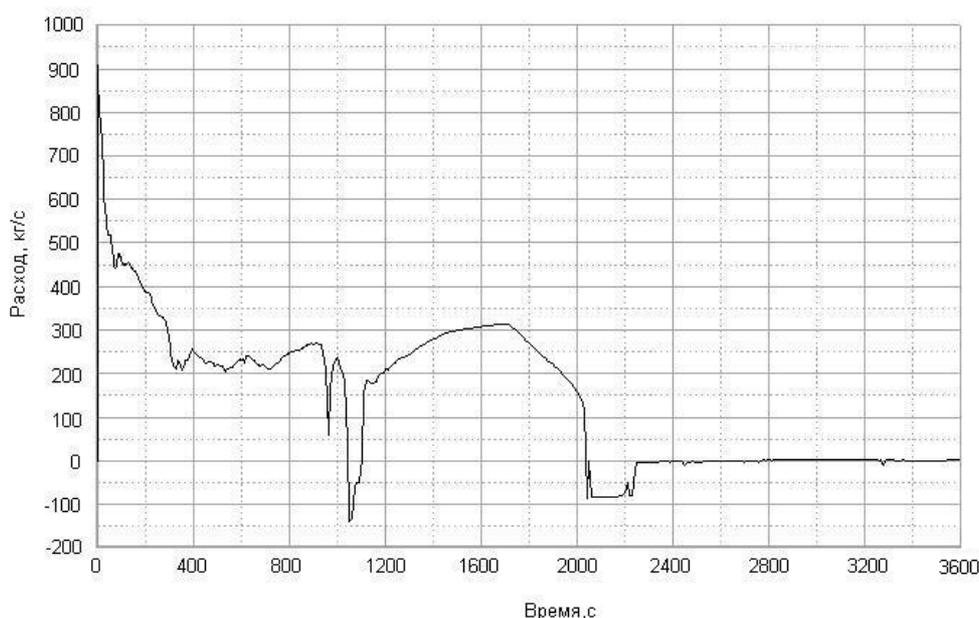


Рис. 1. Массовый расход в течью.

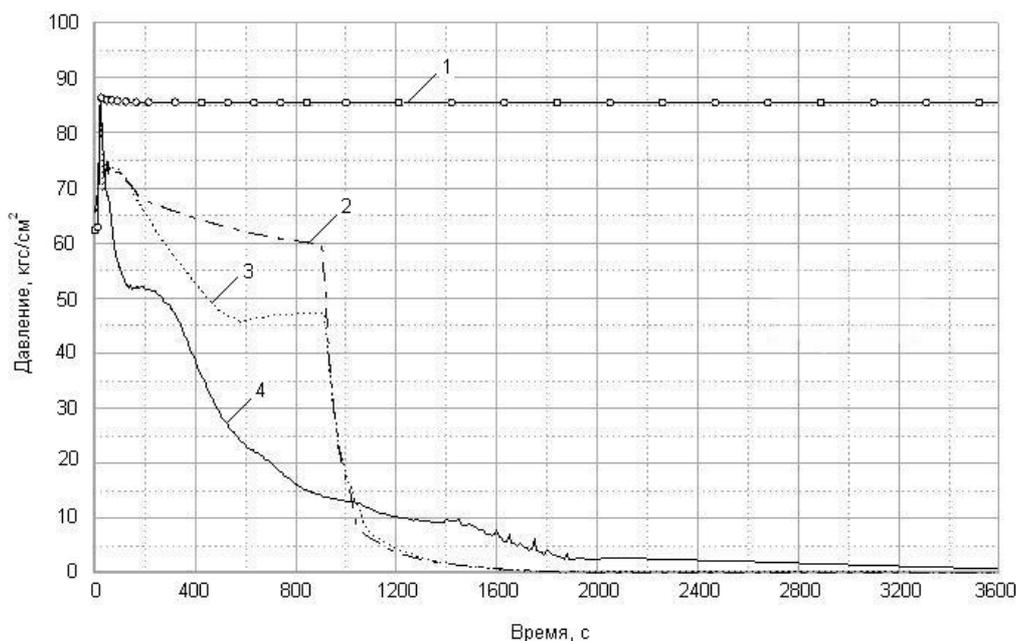


Рис. 2. Давление в ПГ-1, 2, 3 и в ГПК.

1 – давление в ГПК; 2 – давление в ПГ; 3 – давление в ПГ-3,4; 4 – давление в ПГ-1.

При снижении давления в ПГ-2, 3 соответствующие БРУ-А закрываются на 188 и 168 секунде. БРУ-А1 не закрывается до конца расчетов переходного процесса, в связи с постулируемым отказом на закрытие.

На 73 секунде аварии начинается подача раствора борной кислоты насосами САОЗ ВД ТQ13,33D01 в первый контур.

На 900-й секунде оператор открывает арматуры на линиях аварийных газовых сдувок из реактора и коллекторов ПГ. Также на 900-й секунде оператором, с целью понижения давления первого контура и уменьшения выброса через БРУ-А, открываются ИПУ КД и БРУ-А неаварийных ПГ. САОЗ ВД отключается от первого контура и переводится на рециркуляцию. После снижения давления в первом контуре ниже 18 кгс/см^2 , один насос САОЗ НД переводится на работу по линии планового расхолаживания через теплообменник ТQ.

После снижения температуры теплоносителя в первом контуре ниже $100 \text{ }^\circ\text{C}$, остальные два канала САОЗ НД, работающие из бака-приямка ГА-201 отключаются от первого контура (переводятся на рециркуляцию).

Начиная с 2033 секунды, давление в первом и втором контуре выравнивается, и расход в течь прекращается (рис. 1).

На конец расчета давление в первом контуре устанавливается на уровне около 2 кгс/см^2 , а уровень в реакторе на отметке около 10 метров (рис. 4, рис. 4.). Массовый расход через БРУ-А составляет не более 8 кг/с , данный расход обусловлен, в основном, испарением теплоносителя из трубопроводов. Расход из первого контура во второй отсутствует.

Выводы

Табл. 2. Хронология событий с учетом действий оперативного персонала

Время, с	Событие
0	Исходное событие—отрыв крышки холодного коллектора ПГ-2 модели
11,5	Формирование сигнала АЗ по факту снижения давления на выходе из реактора до $148_{-2,5} \text{ кгс/см}^2$ при нейтронной мощности более 75% и температуре в горячей нитке любой петли более $260 \text{ }^\circ\text{C}$. Потеря электроснабжения собственных нужд (постулируемое событие). Закрытие СК ТГ в результате обесточивания. Отключение ТПН, ГЦН, ТЭН КД и БРУ-А1 модели в результате обесточивания
11,8	Начало движения ОР СУЗ по сигналу АЗ
16	Открытие БРУ-А1 модели по факту увеличения давления в паропроводе до 73^{+1} кгс/см^2
17	Открытие БРУ-А3 модели по факту увеличения давления в паропроводе до 73^{+1} кгс/см^2
28	Открытие ТХ80S05 (БРУ-А1 модели) в результате подключения ДГ к секциям надежного питания
22	Открытие контрольного ПК ПГ-1,2,3 модели по факту увеличения давления в паропроводе до 84^{+1} кгс/см^2
35, 42, 48	Закрытие контрольных ПК ПГ-3, 2, 1 модели по факту снижения давления в паропроводе соответствующего ПГ до 70^{+1} кгс/см^2
73	Начало подачи раствора борной кислоты в контур насосами ТQ13,23,33D01
168, 188	Закрытие БРУ-А3,2 модели по факту снижения давления в паропроводе до 68^{+1} кгс/см^2
900-950	Вмешательство оперативного персонала: открытие БРУ-А неаварийных ПГ и одного ИПУ КД, перевод САОЗ ВД на рециркуляцию (отключение от первого контура)
1720	Перевод одного насоса САОЗ НД на работу по линии планового расхолаживания, отключение остальных каналов САОЗ НД от первого контура
3600	Окончание расчета

Из анализа результатов численного анализа аварии можно заключить, что протекание данной аварии без вмешательства оператора приводит к невосполнимой потере теплоносителя и, как следствие, последующему плавлению активной зоны. Следовательно, для выполнения критериев приемлемости необходимо рассматривать протекание данной аварии с учетом действий оперативного персонала, который должен:

- открыть ИПУ КД и линию аварийного газоудаления из первого контура;
- снизить давление в неаварийных парогенераторах;
- перевести САОЗ ВД на рециркуляцию;
- снизить давление в первом контуре до давления на напоре насосов САОЗ НД;
- выполнить расхолаживание РУ при работе одного канала САОЗ НД по линии планового расхо-

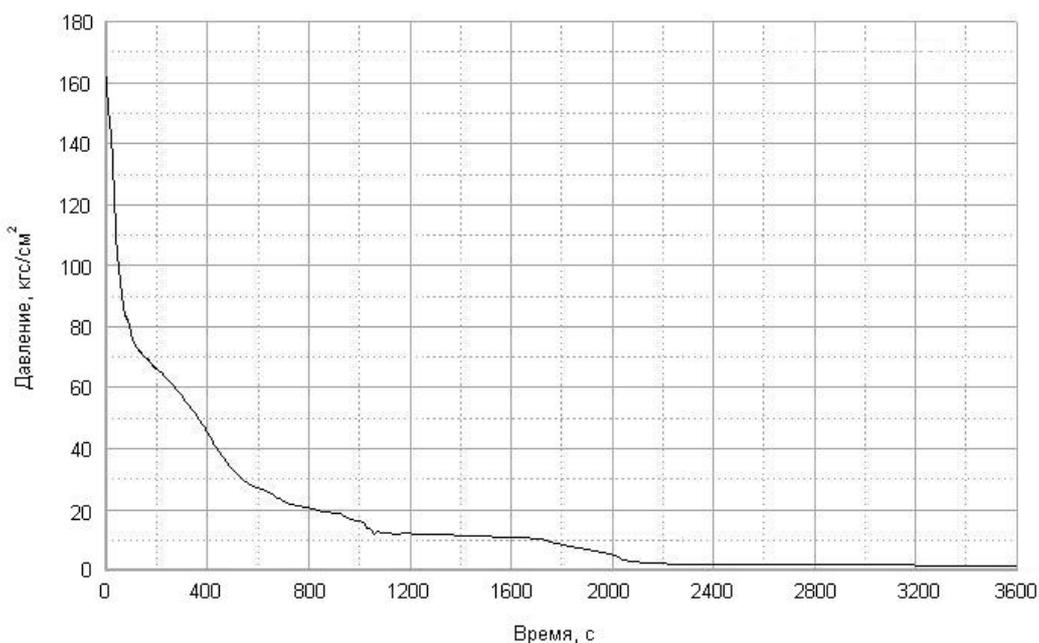


Рис. 4. Давление на выходе из реактора.

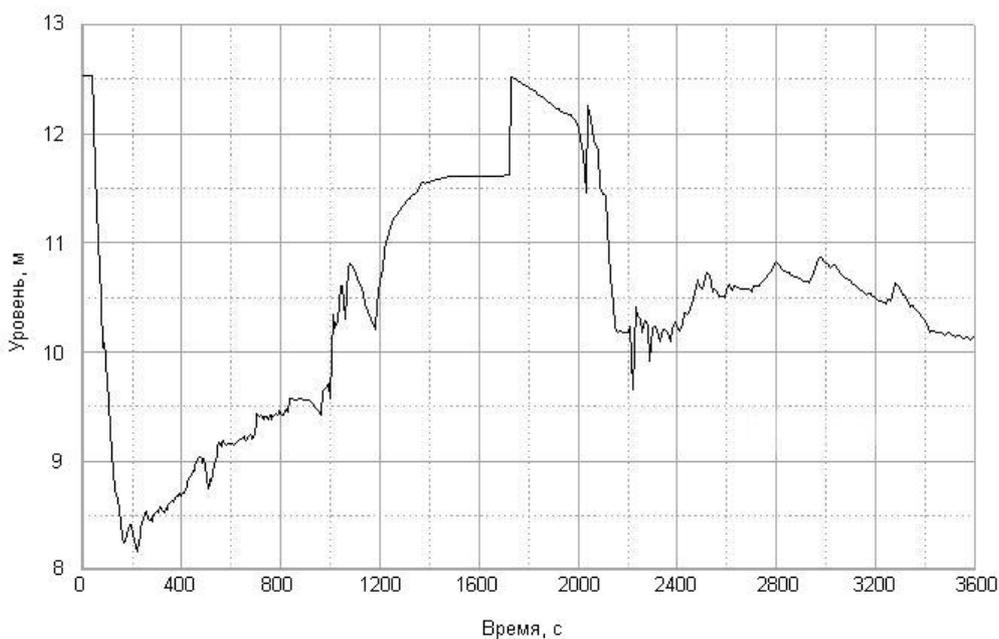


Рис. 5. Уровень в реакторе.

лаживания до прекращения течи теплоносителя.

Исходя из результатов анализа аварии с учетом действий оператора, это позволяет перевести РУ в конечное состояние «холодный останов».

ЛИТЕРАТУРА

1. IAEA/NESI System Development Section. AIRS Search and Annotate Database.
2. RELAP5/MOD3.2. Code manual. NUREG/CR-5535. INEL - 95/0174. Vol. 1-7.
3. Реакторная установка В-320. Техническое описание и информация по безопасности 320.00.00.00.000 Д61. ОКБ "Гидропресс".- 1987.
4. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций НП 306.1.02/1.034. -2000.
5. Хмельницкая АЭС. Энергоблок № 2. Отчет по анализу безопасности. Глава 15. Анализ проектных аварий. База данных по ядерной паропроизводящей установке. 43-923.203.007.БД.01-09. ОАО «Киевский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт «ЭНЕР-ГОПРОЕКТ».- 2003.
6. Хмельницкая АЭС. Энергоблок № 2. Отчет по анализу безопасности. Глава 15. Анализ проектных аварий. Описание расчетной модели для кода RELAP. 43-923.203.031.РМ01-09. ОАО «Киевский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт «ЭНЕР-ГОПРОЕКТ».
7. American National Standard for Decay Heat Power in Light Water Reactors. ANSI/ANS-5.1. -1979. American Nuclear Society Standards Committee. Working Group ANS-5.1.- 1979.
8. Извещения ОКБ "Гидропресс" 320.2711 от 26.10.92 об изменении 320.00.00.00.000.ИЭ, 320.00.00.00.000.ТО, 320.00.00.00.000.Д61 и 320.00.00.00.000.Д43, бюллетень изменений 320.3.БЭ от 01.12.92 к техническому описанию и инструкции по эксплуатации парогенератора ПГВ-1000М. 320.05.00.00.000.ТО.
9. ГГН 6.6.1-6.5.001-98. Нормы радиационной безопасности Украины (НРБУ-97).
10. Техническое обоснование безопасности сооружения и эксплуатации АЭС. Запорожская АЭС. Энергоблок № 5. Проект. Атомэнергопроект.- 1991.
11. Технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 5-6 2-ой очереди ЗАЭС. ПО "Запорожская АЭС", 05.06.00.00.РГ.01. – 1999.

Получено 28.10.2004 г.