

УДК 629.039.58

АНАЛИЗ АВАРИИ ТИПА ТЕЧЬ ИЗ ПЕРВОГО КОНТУРА ВО ВТОРОЙ

Похолкин А.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Романко В.А.

Оценка безопасности атомной станции включает в себя анализы поведения станции при постулируемых возмущениях режимных параметров и при постулируемых отказах оборудования АЭС. Принято рассматривать следующие категории исходных событий [1]:

1) *Условия отказов (проектные режимы категории 2, нарушения нормальной эксплуатации, исключая аварии);*

Такие события могут возникать с частотой более 10^{-2} реактор*год. В худшем случае они могут приводить к останову реактора, после которого работа станции может быть возобновлена. Такого рода состояния не имеют тенденции к распространению, создающему угрозу возникновения более тяжелых отказов.

2) *Проектные аварии (проектные режимы категории 3 и 4);*

Проектные режимы категории 3 могут возникать с частотой от 10^{-2} до 10^{-4} реактор*год. В таком состоянии возможно повреждение только ограниченной части топливных стержней (не более 1% от общего количества твэлов).

Проектные режимы категории 4 являются наиболее опасными из вышеописанных, поскольку влекут за собой выброс большого количества радиоактивных материалов. Могут возникать с частотой от 10^{-4} до 10^{-6} реактор*год. В таком режиме возможно повреждение до 10% топливных стержней.

3) *Запроектные аварии (режимы условий расширенного проектирования).*

Нарушения нормальной эксплуатации, включая проектные аварии, в соответствии с их функциональным воздействием на реакторную установку и АЭС подразделяются на следующие виды:

- увеличение отвода тепла вторым контуром;
- уменьшение отвода тепла вторым контуром;
- уменьшение расхода теплоносителя первого контура;
- аномалии реактивности и распределения мощности;
- увеличение количества теплоносителя первого контура;
- уменьшение количества теплоносителя первого контура;
- нарушения при хранении и транспортировании ядерного топлива;
- отказы внутри защитной оболочки;
- ложная работа систем.

Одной из опаснейших групп нарушений нормальной эксплуатации является «уменьшение количества теплоносителя первого контура», так как в первом контуре присутствует значительное количество радиоактивных элементов. Следовательно, при уменьшении количества теплоносителя первого контура возможно облучение не только оборудования первого контура, но и второго, что будет представлять особую опасность для работающего персонала АЭС.

В этой группе аварий выделяют следующие:

- непредусмотренное открытие предохранительного клапана компенсатора давления с последующей неподачей;
- малые течи теплоносителя в результате разрыва трубопровода первого контура эквивалентным диаметром менее 100 мм;
- большие течи теплоносителя в результате разрыва трубопроводов первого контура эквивалентным диаметром более 100 мм, включая разрыв главного циркуляционного трубопровода;
- разрывы линий КИП или других линий, содержащих теплоноситель первого контура за пределами защитной оболочки;

-разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим расхолаживанием со скоростью $60\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{ч}$.

-компенсируемая течь внутри контайнмента;

-аварии с потерей теплоносителя из реактора во время остановки на разуплотненном реакторе и в условиях перегрузки топлива;

-течь из первого контура во второй при отрыве крышки коллектора парогенератора.

Рассмотрим аварии типа «течь из 1-го контура во 2-ой». Выделяется два вышеупомянутых вида: разрыв теплообменной трубки парогенератора и отрыв крышки коллектора парогенератора.

Аварии с течью теплоносителя из первого контура РУ во второй являются одними из наиболее сложных и специфических аварий для реакторных установок типа ВВЭР. Для данного исходного события (ИС) проектная работа автоматики и систем энергоблока не позволяет предотвратить развития течи теплоносителя из реакторной установки за пределы герметичных ограждений (ГО) с выносом радиоактивности в окружающую среду, а также не позволяет достигнуть безопасного стабильного состояния без действий оперативного персонала по управлению аварийным процессом. Такая авария сопровождается безвозвратной потерей запаса теплоносителя баков САОЗ, после исчерпания которого теряется возможность охлаждения активной зоны реактора. Для преодоления этой аварии требуются комплексные действия персонала, которые осложняются высокой динамикой развития начальной фазы аварийного процесса, необходимостью вмешиваться в проектную работу систем безопасности и ограничениями по времени, связанными с исчерпанием запасов теплоносителя САОЗ. Из-за недостатков систем оперативной диагностики течей из первого контура во второй увеличивается время от момента возникновения течи до ее подтверждения, принятия решений и выполнения противоаварийных действий [2].

Проведем анализ разрыва теплообменной трубки парогенератора с последующим расхолаживанием со скоростью $60\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{ч}$. Исходное событие относится к проектной аварии категории 3 функциональной группы «уменьшение количества теплоносителя первого контура». Разрыв теплообменной трубки характеризуется потерей теплоносителя первого контура и повышением активности пара (в паропроводах), продувочной воде и на эжекторах турбины.

Исключение или существенное снижение выброса теплоносителя через паросбросные устройства аварийного ПГ достигается путем введение на начальной стадии аварии специального автоматического алгоритма управления аварией, который представляет определенную последовательность срабатывания различных систем. Алгоритм запускается специальным сигналом после идентификации аварии как течи из первого контура во второй.

Для запуска алгоритма нужна надежная идентификации аварии во избежание ложного срабатывания систем. Проверяются следующие сигналы: сработка по *дозиметрическому сигналу* 1) и хотя бы одному из параметров, а), б), в); сработка по технологическому сигналу 2) и хотя бы одному из параметров, а), б), в).

1) увеличение уровня гамма-фона в паропроводе аварийного парогенератора до значения 10^{-3} мЗв/ч (дозиметрический сигнал);

2) превышение уровня котловой воды в аварийном парогенераторе на 250 мм от номинального (технологический сигнал);

а) уменьшение давления над активной зоной до 15,2 МПа при мощности реактора более 75% $N_{\text{ном}}\%$;

б) уменьшение давление над активной зоной до 14,2 МПа при температуре теплоносителя в горячих нитках петель более $260\text{ }^{\circ}\text{C}$;

в) уменьшение уровня теплоносителя в КД менее 4м;

Хронологическая последовательность событий и режима расхолаживания при разрыве теплообменной трубки парогенератора приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Хронологическая последовательность событий и режима расхолаживания при разрыве теплообменной трубки парогенератора

Момент времени	Событие	Блокировка, уставка на срабатывание или иная причина
0,0	Разрыв одной теплообменной трубки парогенератора	Исходное событие
8,6	Отключение всех ГЦНА	Потеря электропитания собственных нужд (принятое в расчете допущение)
9,2	Закрытие стопорных клапанов турбогенератора	В результате потери электропитания собственных нужд
10,0	Формирование сигнала на срабатывание АЗ	По факту повышения гамма-фона в паропроводе аварийного ПГ2
10,5	Начало движение органов регулирования. Запуск дизель-генераторов и их нагружение по программе ступенчатого пуска	Действие аварийной защиты – по сигналу повышения гамма-фона в паропроводе аварийного ПГ2. В результате потери электропитания собственных нужд
12,0	Открытие четырех БРУ-А и их работа в режиме поддержания давления 7,4 МПа	Давление во втором контуре достигает уставки на открытие БРУ-А 7,8 МПа
570,0	Формирование сигнала «Течь из первого контура во второй» и запуск автоматического алгоритма: - включение двух насосов системы аварийного ввода бора на впрыск в КД (в режиме ограничения давления 8,3 МПа); - изоляция аварийного ПГ2 по питательной воде и продувке; - включение в работу БРУ-А неаварийных парогенераторов в режим аварийного расхолаживания со скоростью 60 °С \час; - отключение с запретом на включение всех групп ТЭН в КД; - закрытие БРУ-А на паропроводе аварийного ПГ2;	По факту совпадения следующих параметров: - повышение гамма-фона в паропроводе аварийного ПГ2 до 10^{-3} мЗв\ч; - уменьшение давления над активной зоной менее 14,2 МПа при температуре теплоносителя горячих нитках петель более 260 °С.
600,0-2800,0	Период работы двух каналов системы аварийного ввода бора на впрыск КД (в режиме ограничения давления 8,3 МПа)	Действие автоматического алгоритма
820,0	Формирование сигнала на запуск систем безопасности (с открытием арматуры на напоре насосов САОЗ). Закрывается локализирующая арматура защитной оболочки.	Уменьшение запаса до кипения в любой из горячих ниток петель до 8 °С
980,0	Вскипание теплоносителя в СКР	
1005,0	Закрытие БЗОК на паропроводе ПГ1. Формирование сигнала на подключение канала системы аварийной питательной воды к ПГ1	По уменьшению уровня воды в ПГ на минус 900 мм от номинального (время закрытия 10 с)

1060,0	Закрытие БЗОК на паропроводе ПГ3. Формирование сигнала на подключение канала системы аварийной питательной воды к ПГ3. Закрытие БЗОК на паропроводе ПГ4. Формирование сигнала на подключение канала системы аварийной питательной воды к ПГ4	По уменьшению уровня воды в ПГ на минус 900 мм от номинального (время закрытия 10 с)
1180,0	Подача аварийной питательной воды работоспособного канала к ПГ4 максимальным расходом	Задержка в подаче воды в ПГ от АПЭН после формирования сигнала – 120 с
2003,0	Закрытие БЗОК на паропроводе аварийной парогенератора по фактору снижения давления над активной зоной до 8,3 МПа	Действие автоматического алгоритма (время закрытия 10 с)
7000,0	Завершение аварийного расхолаживания РУ со скоростью 60 °С/час.	Температура теплоносителя на входе в реактор не выше 220 °С

Таким образом, работа автоматических защитных действий систем безопасности и автоматического алгоритма управления аварией течи из первого контура во второй (разрыв теплообменной трубки парогенератора) переводят реакторную установку в безопасное состояние – в первом контуре устанавливается стабильный расход теплоносителя за счет естественной циркуляции, температуры теплоносителя в активной зоне, топлива и оболочек ТВЭЛов снижаются.

Литература

1. Установка реакторная В-491. Расчет теплогидравлический Часть 21. Разрыв теплообменной трубки парогенератора с последующим расхолаживанием со скоростью 60 °С/ч, ОКБ «ГИДРОПРЕСС», 2008.
2. Автоматизированный алгоритм управления аварией с течью из первого контура во второй для энергоблоков Южно-Украинской АЭС г. г. Балакан ОП «Южно-Украинская АЭС» г. Южноукраинск, Украина а. г. Крушинский ГНТЦ ЯРБ», г. Киев, Украина и. А. Лола ООО «Энергориск», г. Киев, Украина.