

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE718-9 r. 4.0
提出年月日	令和4年8月31日

泊発電所3号炉

重大事故等対策の有効性評価 比較表

7.1.8 格納容器バイパス

令和4年8月
北海道電力株式会社

枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
比較結果等を取りまとめた資料				
1. 先行審査実績等を踏まえた泊3号炉まとめ資料の変更状況(2017年3月以降)				
1-1) 設計方針・運用・体制などを変更し、まとめ資料を修正した箇所と理由				
a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの : なし				
d. 当社が自主的に変更したもの : なし				
1-2) 設計方針・運用・体制を変更するものではないが、まとめ資料の記載の充実を行った箇所と理由				
a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの : なし				
d. 当社が自主的に変更したもの : なし				
1-3) バックフィット関連事項				
なし				
2. 大飯3/4号炉・高浜3/4号炉まとめ資料との比較結果の概要				
2-1) 比較表の構成について				
・泊と大飯、高浜で記載が異なる箇所は右上凡例に従い色付けをし、「差異の説明」欄に差異理由を記載しているプラントを【高浜】【大飯】と記載している				
・泊の「格納容器バイパス」は「インターフェイスシステム LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」の2つの重要事故シーケンスで評価している。女川は「インターフェイスシステム LOCA」のみ。参考までに泊の「インターフェイスシステム LOCA」の横に女川の「インターフェイスシステム LOCA」を掲載する。				
2-2) 泊3号炉の特徴について				
・泊3号は他のPWR3ループプラントに比べて以下の特徴がある（添付資料 6.5.8）				
●補助給水流量が小さい : 「全交流動力電源喪失」では、蒸気発生器保有水量の回復が遅くなる傾向がある				
●余熱除去ポンプの注入特性（高圧時の注入流量が若干多い） : 「ECCS注水機能喪失（2インチ破断）」では、燃料が露出せず終始冠水状態となる				
●CV関連パラメータ（CV自由体積が若干小さく、格納容器再循環ユニットの除熱特性も若干低い） : 原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度が高めに推移する傾向がある				
2-3) 有効性評価の主な項目（1/2）				
項目	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	差異の説明
事故シーケンスグループの特徴	原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器が破損し、さらに1次冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいする。このため、緩和措置が取られない場合には、1次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、炉心損傷に至る。			差異なし

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
2-3) 有効性評価の主な項目 (2/2)				
項目	大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	差異の説明
炉心損傷防止対策	<p>炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、主蒸気逃がし弁、高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備する。</p> <p>さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合は想定して、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いたフィードアンドブリードを整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、余熱除去系による炉心冷却を整備する。また、余熱除去系の接続に失敗する場合は想定して、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。</p>	<p>炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、非常用炉心冷却設備等により1次系への注水を確保するとともに、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次系強制冷却及び加圧器逃がし弁による1次系の減圧を行うことにより漏えいを抑制し、余熱除去系による炉心冷却を行うクールダウンアンドリサーキュレーション等を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、余熱除去系による炉心冷却を整備する。</p> <p>さらに、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」においては、余熱除去系の接続に失敗する場合は想定して、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いたフィードアンドブリードを整備するとともに、長期的な冷却を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。</p>	<p>炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、主蒸気逃がし弁、充てん/高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備する。</p> <p>さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合は想定して、充てん/高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリードを整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、及び余熱除去系の接続に失敗する場合は想定して、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。</p>	<p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> 炉心損傷防止対策自体は3プラントともクールダウンアンドリサーキュレーションを整備 泊は前段でCVバイパス事象全般について記載した上で、後段は「SGTR+隔離失敗」の事故シーケンスに限定した記載としている 大飯、高浜はCVバイパス事象全般について記載している <p>設計の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> 高浜はIS-LOCAでは余熱除去系統2系統漏えいに対し泊、大飯は1系統漏えいであり、長期冷却は余熱除去系により達成可能
重要事故シーケンス	<ul style="list-style-type: none"> 「インターフェイスシステム LOCA」 「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」 			差異なし
有効性評価の結果 (評価項目等)	<p>燃料被覆管温度：炉心が冠水状態にあることから初期値(約390℃)以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値(約380℃)以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>燃料被覆管温度：炉心が冠水状態にあることから初期値(約380℃)以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p>			差異なし (設計の相違により燃料被覆管温度初期値が異なるが、いずれも初期値以下にとどまり1,200℃以下となる)
a. インターフェイスシステム LOCA (上段)	<p>燃料被覆管温度：炉心が冠水状態にあることから初期値(約350℃)以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値(約350℃)以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値(約340℃)以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p>			
b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故 (下段)	<p>燃料被覆管温度：炉心が冠水状態にあることから初期値(約350℃)以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値(約350℃)以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値(約340℃)以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p>			

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
2-4) 主な差異				
項目	大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	差異の説明
解析条件（IS-LOCA時の余熱除去機能の喪失）	泊と同じ	余熱除去系入口隔離弁の誤開又は破損が発生した側の余熱除去機能が喪失するものとする。（1系統喪失）	余熱除去機能が喪失するものとする。（2系統喪失）	設計の相違 ・設備構成の違いにより、高浜は余熱除去系2系統が機能喪失するのに対して、泊、大飯は余熱除去系1系統の機能喪失を想定
2-5) 差異の識別の省略				
<ul style="list-style-type: none"> ➤ 1次系（泊、高浜） ⇔ 1次冷却系（大飯） ➤ 2次系（泊、高浜） ⇔ 2次冷却系（大飯） ➤ 減少（泊） ⇔ 低下（大飯、高浜） ➤ 蒸発（泊） ⇔ 蒸散（大飯、高浜） ➤ 作動（泊、高浜） ⇔ 動作（大飯） ➤ 閉止（泊、高浜） ⇔ 閉操作（大飯） 				

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>2.8 格納容器バイパス</p> <p>2.8.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「インターフェイスシステムLOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器が破損し、さらに1次冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいする。このため、緩和措置がとられない場合には、1次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、炉心損傷に至る。</p>	<p>7.1.8 格納容器バイパス</p> <p>7.1.8.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「インターフェイスシステムLOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器が破損し、さらに1次冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいする。このため、緩和措置がとられない場合には、1次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、炉心損傷に至る。</p>	<p>2.8 格納容器バイパス</p> <p>2.8.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「インターフェイスシステムLOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器が破損し、さらに1次冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいする。このため、緩和措置がとられない場合には、1次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、炉心損傷に至る。</p>	<p>2.7 格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）</p> <p>2.7.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「ISLOCA」（インターフェイスシステムLOCAの発生後、隔離できないまま炉心損傷に至るシーケンス）である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することを想定する。このため、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、インターフェイスシステムLOCAが発生したことによって、最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、インターフェイスシステムLOCAに対する重大事故等対処設備及びイン</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>したがって、本事故シーケンスグループでは、1次冷却系を減温、減圧し、漏えいを抑制することにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、主蒸気逃がし弁、高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備する。</p>	<p>したがって、本事故シーケンスグループでは、1次系を減温、減圧し、漏えいを抑制することにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、非常用炉心冷却設備等により1次系への注水を確保するとともに、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次系強制冷却及び加圧器逃がし弁による1次系の減圧を行うことにより漏えいを抑制し、余熱除去系による炉心冷却を行うクールダウンアンドリサーキュレーション等を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、余熱除去系による炉心冷却等を整備する。</p>	<p>したがって、本事故シーケンスグループでは、1次系を減温、減圧し、漏えいを抑制することにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、主蒸気逃がし弁、充てん/高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備する。</p>	<p>ターフェイスシステムLOCAの発生箇所の隔離に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図り、また、逃がし安全弁によって原子炉を減圧することによる原子炉冷却材の漏えいの抑制及びインターフェイスシステムLOCAの発生箇所の隔離によって、格納容器外への原子炉冷却材の流出の防止を図る。また、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱手段を整備する。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊では炉心損傷防止対策を丁寧に記載（伊方と同様） ・炉心損傷防止対策自体は大飯、高浜と同様にクールダウンアンドリサーキュレーションを整備 【高浜】 設計の相違 ・高浜はIS-LOCAでは余熱除去系統2系統漏えいに対し泊、大飯は1系統漏えいであり、長期冷却は</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いたフィードアンドブリードを整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、余熱除去系による炉心冷却を整備する。また、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。対策の概略系統図を第2.8.1図及び第2.8.2図に、対応手順の概要を第2.8.3図から第2.8.6図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第2.8.1表及び第2.8.2表に示す。</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA 事故シーケンスグループのうち、「インターフェイスシステム LOCA」における3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計18名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員10名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は6名である。この必要な要員と作業項目について第2.8.7図に示す。</p>	<p>さらに、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」においては、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いたフィードアンドブリードを整備するとともに、長期的な冷却を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。対策の概略系統図を第7.1.8.1図及び第7.1.8.2図に、対応手順の概要を第7.1.8.3図及び第7.1.8.4図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第7.1.8.1表及び第7.1.8.2表に示す。</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA 事故シーケンスグループのうち、「インターフェイスシステム LOCA」における重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び災害対策本部要員で構成され、合計9名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視・指示を行う発電課長（当直）及び副長の2名、運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員は3名である。必要な要員と作業項目について第7.1.8.5図に示す。</p>	<p>さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリードを整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、及び余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。対策の概略系統図を第2.8.1.1図及び第2.8.1.2図に、対応手順の概要を第2.8.1.3図から第2.8.1.6図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第2.8.1.1表及び第2.8.1.2表に示す。</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA 事故シーケンスグループのうち、「インターフェイスシステム LOCA」における3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び本部要員で構成され、合計18名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視・指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員10名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う本部要員は6名である。この必要な要員と作業項目について第2.8.1.7図に示す。</p>	<p>これらの対策の概略系統図を第2.7.1図から第2.7.4図に、手順の概要を第2.7.5図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.7.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員で構成され、合計30名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、発電課長1名、発電副長1名及び運転操作対応を行う運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は6名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は17名である。必要な要員と作業項目について第2.7.6図に示す。</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA 発生 原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、インターフェイスシステム LOCA が発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建屋ブローアウトパネルが開放する。</p> <p>b. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認 事象発生後に外部電源喪失が発</p>	<p>余熱除去系により達成可能 【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊は前段でCVバイパス事象全般に記載した上で、後段は「SGTR+隔離失敗」の事故シーケンスに限定した記載としている ・大飯、高浜はCVバイパス事象全般について記載している</p> <p>【大飯、高浜】 体制の相違 ・要員体制の差異</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>(a) プラントトリップの確認 事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。 プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認 「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。 安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>(c) 蓄圧注入系動作の確認 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。 蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。</p> <p>(d) 余熱除去系統からの漏えいの判断 余熱除去系統からの漏えいの兆候があり加圧器水位及び圧力の低下、補助建屋内放射線監視モニタの指示上昇、蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ指示正常等により、インター</p>	<p>(a) プラントトリップの確認 事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。 プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認 「ECCS 作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。 安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>(c) 蓄圧注入系動作の確認 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。 蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）である。</p> <p>(d) 余熱除去系統からの漏えいの判断 余熱除去系統からの漏えいの兆候があり1次冷却材圧力の低下、加圧器水位の低下、排気筒ガスモニタの指示上昇、蒸気発生器関連モニタ指示正常、余熱除去ポンプ</p>	<p>(a) プラントトリップの確認 事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。 プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認 「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。 安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、高圧安全注入流量等である。</p> <p>(c) 蓄圧注入系動作の確認 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。 蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。</p> <p>(d) 余熱除去系統からの漏えいの判断 余熱除去系統からの漏えいの兆候があり加圧器水位・圧力の低下、補助建屋内放射線監視モニタの指示上昇、格納容器内モニタ・蒸気発生器関連モニタ指示正常等</p>	<p>生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。</p> <p>c. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始する。 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量等である。</p> <p>d. 高圧炉心スプレイ系機能喪失確認 原子炉水位低（レベル2）信号により高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発生するが、起動失敗又は出口流量等の指示が上昇しないこと等により高圧炉心スプレイ系機能喪失を確認する。 高圧炉心スプレイ系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量等である。</p> <p>e. インターフェイスシステム LOCA 発生確認 原子炉水位及び原子炉圧力の低下により LOCA 事象を確認し、格納容器温度及び格納容器圧力の上昇</p>	<p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・余熱除去系統からの漏えいを判断する</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>フェイスシステム LOCA の発生を判断する。</p> <p>余熱除去系統からの漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>(添付資料 2. 8. 12)</p> <p>(e) 余熱除去系統隔離</p> <p>中央制御室での操作にて余熱除去ポンプを全台停止するとともに、燃料取替用水ピット水の流出を抑制するために、燃料取替用水ピットと余熱除去系統の隔離を行う。</p> <p>また、1次冷却系保有水量低下を抑制するために1次冷却系の減圧操作を開始する前に、1次冷却系統と余熱除去系統の隔離操作を行う。</p> <p>なお、隔離操作については漏えい側系統及び健全側系統ともに行う。</p> <p>余熱除去系統隔離に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>(f) 余熱除去系統の隔離失敗の判断及び対応操作</p> <p>1次冷却材圧力の低下が継続する</p>	<p>出口圧力上昇等によりインターフェイスシステム LOCA の発生を判断する。</p> <p>余熱除去系統からの漏えいの判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力 (広域) 等である。</p> <p>(e) 余熱除去系統隔離</p> <p>中央制御室での操作にて余熱除去ポンプを全台停止するとともに、燃料取替用水ピット水の流出を抑制するために、燃料取替用水ピットと余熱除去系統の隔離を行う。</p> <p>また、1次系保有水量の減少を抑制するために1次系の減圧操作を開始する前に、1次冷却材系統と余熱除去系統の隔離操作を行う。</p> <p>なお、隔離操作については漏えい側系統及び健全側系統ともに行う。</p> <p>余熱除去系統隔離の確認に必要な計装設備は、低圧注入流量等である。</p> <p>(f) 余熱除去系統の隔離失敗の判断及び対応操作</p> <p>1次冷却材圧力の低下が継続する</p>	<p>により、インターフェイスシステム LOCA の発生を判断する。</p> <p>余熱除去系統からの漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>(e) 余熱除去系統隔離</p> <p>中央制御室での操作にて余熱除去ポンプを全台停止するとともに、燃料取替用水タンク水の流出を抑制するために、燃料取替用水タンクと余熱除去系統の隔離を行う。</p> <p>また、1次系保有水量低下を抑制するために1次系の減圧操作を開始する前に、1次冷却材系統と余熱除去系統の隔離操作を行う。</p> <p>なお、隔離操作については漏えい側系統及び健全側系統ともに行う。</p> <p>余熱除去系統隔離に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>(f) 余熱除去系統の隔離失敗の判断及び対応操作</p> <p>1次冷却材圧力の低下が継続する</p>	<p>がないことから格納容器外での漏えい事象であることを確認し、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力指示の上昇（破断面積が大きく漏えい量が多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある）により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、インターフェイスシステム LOCA が発生したことを確認する。</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 発生を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位 (広帯域)、ドライウェル圧力、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力等である。</p> <p>なお、監視可能であればエリア放射線モニタ、床漏えい警報、火災報知器動作等により原子炉建屋内の状況を参考情報として得ることが可能である。</p> <p>f. 中央制御室での高圧炉心スプレイ系隔離失敗</p> <p>中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心スプレイ系の隔離操作を実施するが、HPCS 注入隔離弁の閉操作に失敗する。</p> <p>高圧炉心スプレイ系の隔離失敗を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位 (広帯域)、原子炉圧力等である。</p> <p>g. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>中央制御室からの遠隔操作による高圧炉心スプレイ系の隔離が失敗するため、破断箇所からの漏え</p>	<p>ための主要なパラメータを追記 (伊方と同様)</p> <p>・泊も必要な計装設備に加圧器水位があるが主要なものとして1次冷却材圧力 (広域) を記載</p> <p>【大飯】 添付資料の相違</p> <p>・内容は技術的能力に関するものであり、泊は技術的能力側の資料としている</p> <p>【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>ことで余熱除去系統の隔離失敗と判断し、燃料取替用水ピット補給操作を行う。</p> <p>余熱除去系統の隔離失敗の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(g) 蒸気発生器2次側による炉心冷却</p> <p>中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器2次側による1次冷却系の減温、減圧を行う。</p> <p>蒸気発生器への注水は補助給水ポンプにて行う。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>(h) 加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧</p> <p>非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次冷却系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動で開操作し、1次冷却系の強制減圧を行う。</p> <p>加圧器逃がし弁操作の際は、1次冷却系のサブクール度を確保した段階で実施する。</p> <p>加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(j) 蓄圧タンク出口弁閉操作</p> <p>1次冷却材圧力計指示が0.6MPa[gage]になれば、蓄圧タンク出口弁を開操作する。</p>	<p>ことで余熱除去系統の隔離失敗と判断し、燃料取替用水ピット補給操作を行う。</p> <p>余熱除去系統の隔離失敗の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）等である。</p> <p>(g) 蒸気発生器2次側による炉心冷却</p> <p>中央制御室にて主蒸気逃がし弁を全開し、蒸気発生器2次側による1次系の減温、減圧を行う。</p> <p>蒸気発生器への注水は補助給水ポンプにて行う。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域-高温側）等である。</p> <p>(h) 加圧器逃がし弁開放による1次系減圧</p> <p>非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動開放し、1次系の強制減圧を行う。</p> <p>加圧器逃がし弁操作の際は、1次系のサブクール度を確保した段階で実施する。</p> <p>加圧器逃がし弁開放による1次系の減圧に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）等である。</p> <p>(i) 蓄圧タンク出口弁閉止</p> <p>非常用炉心冷却設備停止条件の満足又は1次冷却材圧力（広域）指示が0.6MPa[gage]になれば、蓄圧タンク出口弁を閉止する。</p>	<p>ことで余熱除去系統の隔離失敗と判断し、燃料取替用水タンク補給操作を行う。</p> <p>余熱除去系統の隔離失敗の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(g) 蒸気発生器2次側による炉心冷却</p> <p>中央制御室にて主蒸気逃がし弁を全開し、蒸気発生器2次側による1次系の減温、減圧を行う。</p> <p>蒸気発生器への注水は補助給水ポンプにて行う。</p> <p>蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>(h) 加圧器逃がし弁開放による1次系減圧</p> <p>非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動開放し、1次系の強制減圧を行う。</p> <p>加圧器逃がし弁操作の際は、1次系のサブクール度を確保した段階で実施する。</p> <p>加圧器逃がし弁開放による1次系減圧に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(添付資料 2.8.1)</p> <p>(j) 蓄圧タンク出口弁閉止</p> <p>1次冷却材圧力計指示が0.6MPa[gage]になれば、蓄圧タンク出口弁を閉止する。</p>	<p>い量を抑制するため低圧注水機能による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室の遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）2個を手動操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>h. 低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復確認</p> <p>原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧注水機能の系統圧力を下回ると原子炉への注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>原子炉水位の回復を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系ポンプ出口流量等である。</p> <p>i. 残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転</p> <p>原子炉急速減圧によりサブプレッションプール水温が32℃を超えた時点で、低圧注水機能による原子炉注水が維持されていることを確認後、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転を開始する。</p> <p>残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転を確認するために必要な計装設備は、サ</p>	<p>【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 -BCS停止条件の満足による出口弁閉止</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>蓄圧タンク出口弁閉操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>【比較のため(i)項を移動】</p> <p>(i) 高压注入から充てん注入への切替え 非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高压注入から充てん注入へ切り替える。 高压注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、高压注入流量等である。 (添付資料 2.8.1)</p> <p>【比較のため(1)項を移動】</p> <p>(1) 健全側余熱除去系による1次冷却系の冷却 余熱除去系からの漏えい停止を確認すれば、健全側の余熱除去系による炉心冷却を開始する。 余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度 (広域) 等である。</p> <p>(k) 現場での余熱除去系の隔離及び余熱除去系からの漏えい停止確認 漏えい側余熱除去ポンプの入口弁</p>	<p>蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力 (広域) 等である。</p> <p>(j) 高压注入系から充てん系への切替 非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高压注入ポンプから充てんポンプによる注水へ切替える。 高压注入ポンプから充てんポンプによる注水への切替に必要な計装設備は、加圧器水位等である。 (添付資料 7.1.8.1)</p> <p>(k) 健全側余熱除去系による炉心冷却への切替 1次冷却材圧力 (広域) 指示が 2.7MPa [gage] 以下、1次冷却材温度 (広域-高温側) 指示が 177℃未満となり余熱除去系が使用可能となれば、健全側の余熱除去系による冷却を開始し、余熱除去系の運転状態を確認する。 健全側余熱除去系による炉心冷却を判断するために必要な計装設備は、1次冷却材温度 (広域-高温側) 等であり、余熱除去系の運転状態を確認するために必要な計装設備は低圧注入流量等である。</p> <p>(l) 現場での余熱除去系の隔離及び余熱除去系からの漏えい停止確認 漏えい側余熱除去ポンプの入口</p>	<p>蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>【比較のため(i)項を移動】</p> <p>(i) 高压注入から充てん注入への切替え 非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高压注入から充てん注入へ切り替える。 高压注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、高压安全注入流量等である。</p> <p>【比較のため(1)項を移動】</p> <p>(1) 蒸気発生器2次側を使用した除熱の確認 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水及び主蒸気逃がし弁開放により蒸気発生器2次側を使用した除熱を継続して行う。 蒸気発生器2次側を使用した除熱の確認に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度 (広域) 等である。</p> <p>(k) 現場での余熱除去系の隔離及び余熱除去系からの漏えい停止確認 漏えい側余熱除去ポンプの入口</p>	<p>プレッションプール水温度等である。</p> <p>j. 現場操作での高压炉心スプレイ系隔離操作 破断箇所からの漏えい抑制が継続し、現場操作により HPCS 注入隔離弁の全閉操作を実施し、高压炉心スプレイ系を隔離する。 高压炉心スプレイ系の隔離を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位 (広帯域) 等である。</p> <p>k. 高压炉心スプレイ系隔離後の水位維持 高压炉心スプレイ系の隔離が成功した後は、低圧注水機能により原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。 原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位 (広帯域)、残留熱除去系ポンプ出口流量等である。 以降、炉心冷却及び格納容器除熱は残留熱除去系により継続的に行う。</p>	<p>の場合もあるため明記 【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違 (伊方と同様)</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・泊、大阪は余熱除去系1系統からの漏えいを想定しており、健全側の余熱除去系が使用可能であるため、切替操作を記載 (伊方と同様)</p> <p>【大阪】 記載方針の相違 【大阪】 設備名称の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>(ツインパワー弁)を閉操作することにより隔離を行い、余熱除去系統からの漏えい停止を確認する。なお、早期の流出停止を目的として、1次冷却材圧力を監視しつつ準備が整い次第、操作を実施する。</p> <p>現場での余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。 (添付資料 2. 8. 18)</p> <p>長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。</p> <p>なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。</p>	<p>弁(ツインパワー弁)を閉止することにより隔離を行い、余熱除去系統からの漏えい停止を確認する。なお、早期の流出停止を目的として、1次冷却材圧力を監視しつつ準備が整い次第、操作を実施する。</p> <p>現場での余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力(広域)等である。</p> <p>以降、長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。</p> <p>なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し、継続的に行う。また、原子炉格納容器圧力が上昇した場合でも、原子炉格納容器スプレイ作動信号により格納容器スプレイポンプが起動し、原子炉格納容器の健全性は維持される。</p>	<p>弁(ツインパワー弁)を閉止することにより隔離を行い、余熱除去系統からの漏えい停止を確認する。なお、早期の流出停止を目的として、1次冷却材圧力を監視しつつ準備が整い次第、操作を実施する。</p> <p>現場での余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯】 添付資料の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・内容は技術的能力に関するものであり、泊は技術的能力側の資料としている <p>【高浜】 設計の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・P2に記載のとおり <p>【高浜】 記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊はCV冷却について記載(大飯と同様) <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊はC/VスプレイによるC/V健全性維持について記載(伊方と同様) 	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故</p> <p>事故シーケンスグループのうち、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」における3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計16名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は6名である。この必要な要員と作業項目について第2.8.8図に示す。</p> <p>(a) プラントトリップの確認 事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。 プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認 「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。</p>	<p>b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故</p> <p>事故シーケンスグループのうち、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」における重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び災害対策本部要員で構成され、合計9名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視・指示を行う発電課長（当直）及び副長の2名、運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員は3名である。必要な要員と作業項目について第7.1.8.6図に示す。</p> <p>(a) プラントトリップの確認 事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。 プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認 「ECCS 作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。</p>	<p>b. 蒸気発生器伝熱管破損発生時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故</p> <p>事故シーケンスグループのうち、「蒸気発生器伝熱管破損発生時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」における3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び本部要員で構成され、合計16名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視・指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う本部要員は6名である。この必要な要員と作業項目について第2.8.1.8図に示す。</p> <p>(a) プラントトリップの確認 事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。 プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認 「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。</p>		<p>【大飯、高浜】 体制の相違 ・要員体制の差異</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>(c) 蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断</p> <p>蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ指示、蒸気発生器水位及び主蒸気圧力の上昇、加圧器水位及び圧力の低下により、蒸気発生器伝熱管破損発生の判断及び破損側蒸気発生器の判定を行う。</p> <p>蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断に必要な計装設備は、主蒸気圧力等である。</p> <p>(d) 補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認</p> <p>安全注入シーケンス作動等による補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。</p> <p>補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、蒸気発生器補助給水流量等である。</p> <p>(e) 破損側蒸気発生器の隔離</p> <p>破損側蒸気発生器の隔離操作として、破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気隔離弁の閉操作、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉操作等を行う。</p> <p>(添付資料 2.8.2)</p> <p>(f) 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断</p>	<p>安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>(c) 蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断</p> <p>蒸気発生器ブローダウン水モニタ指示上昇、蒸気発生器水位・圧力の上昇及び加圧器水位・圧力の低下等により、蒸気発生器伝熱管破損発生の判断及び破損側蒸気発生器の判定を行う。</p> <p>蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断に必要な計装設備は、主蒸気ライン圧力等である。</p> <p>(d) 補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認</p> <p>安全注入シーケンス作動等による補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。</p> <p>補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、補助給水流量等である。</p> <p>(e) 破損側蒸気発生器の隔離</p> <p>破損側蒸気発生器の隔離操作として、破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気隔離弁の閉止、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止等を行う。</p> <p>(添付資料 7.1.8.2)</p> <p>(f) 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断</p>	<p>安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、高圧安全注入流量等である。</p> <p>(c) 蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断</p> <p>蒸気発生器細管漏えい監視モニタ指示上昇、蒸気発生器水位・圧力の上昇及び加圧器水位・圧力の低下により、蒸気発生器伝熱管破損発生の判断及び破損側蒸気発生器の判定を行う。</p> <p>蒸気発生器伝熱管の漏えいの判断に必要な計装設備は、蒸気発生器蒸気圧力等である。</p> <p>(d) 補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認</p> <p>安全注入シーケンス作動等による補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。</p> <p>補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、蒸気発生器補助給水流量等である。</p> <p>(e) 破損側蒸気発生器の隔離</p> <p>破損側蒸気発生器の隔離操作として、破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気隔離弁の閉止、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止等を行う。</p> <p>(添付資料 2.8.2)</p> <p>(f) 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断</p>	<p>【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に、破損側主蒸気圧力計指示が無負荷圧力(7.53MPa[gage])より低下し、減圧が継続すれば、破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。</p> <p>破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断に必要な計装設備は、主蒸気圧力等である。</p> <p>(g) 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応</p> <p>破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応操作として、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却及び燃料取替用水ピット補給操作を行う。</p> <p>健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。</p> <p>(h) 加圧器逃がし弁開放による1次冷却系強制減圧</p> <p>非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次冷却系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動で開操作することで1次冷却系の強制減圧を行う。</p> <p>加圧器逃がし弁操作の際は、1次冷却系サブクール度を確保した段階で実施する。</p> <p>加圧器逃がし弁開放による1次冷却系強制減圧に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(i) 蓄圧タンク出口弁閉操作</p>	<p>破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に、破損側蒸気発生器圧力が無負荷圧力(6.93MPa[gage])より低下し、減圧が継続すれば、破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。</p> <p>破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断に必要な計装設備は、主蒸気ライン圧力等である。</p> <p>(g) 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応</p> <p>破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応操作として、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却及び燃料取替用水ピット補給操作を行う。</p> <p>健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却に必要な計装設備は、1次冷却材温度(広域-高温側)等である。</p> <p>(h) 加圧器逃がし弁開放による1次系減圧</p> <p>非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動開放することで1次系の強制減圧を行う。</p> <p>加圧器逃がし弁操作の際は、1次系サブクール度を確保した段階で実施する。</p> <p>加圧器逃がし弁開放による1次系減圧に必要な計装設備は、1次冷却材圧力(広域)等である。</p> <p>(i) 蓄圧タンク出口弁閉止</p>	<p>破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に、破損側蒸気発生器圧力が無負荷圧力(6.93MPa[gage])より低下し、減圧が継続すれば、破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。</p> <p>破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断に必要な計装設備は、蒸気発生器蒸気圧力等である。</p> <p>(g) 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応</p> <p>破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応操作として、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却及び燃料取替用水タンク補給操作を行う。</p> <p>健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による2次系強制冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。</p> <p>(h) 加圧器逃がし弁開放による1次系減圧</p> <p>非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動開放することで1次系の強制減圧を行う。</p> <p>加圧器逃がし弁操作の際は、1次系サブクール度を確保した段階で実施する。</p> <p>加圧器逃がし弁開放による1次系減圧に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(i) 蓄圧タンク出口弁閉止</p>	<p>【大阪】 設備名称の相違</p> <p>【大阪】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>蓄圧注入による破損側蒸気発生器2次側への漏えい量を抑制するため、1次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力(4.04MPa[gage])になる前に蓄圧タンク出口弁を閉操作する。</p> <p>蓄圧タンク出口弁閉操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(j) 高压注入から充てん注入への切替え 非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高压注入から充てん注入へ切り替える。</p> <p>高压注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、高压注入流量等である。</p> <p>(k) 余熱除去系による炉心冷却 1次冷却材圧力計指示 2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側温度(広域)計指示 177℃以下となり余熱除去系統が使用可能になれば、1次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。 余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。</p> <p>(l) 1次冷却系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止 余熱除去系による冷却継続によ</p>	<p>蓄圧注入による破損側蒸気発生器2次側への漏えい量を抑制するため、1次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力(4.04MPa[gage])になる前に蓄圧タンク出口弁を閉止する。</p> <p>蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力(広域)等である。</p> <p>(j) 高压注入系から充てん系への切替え 非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高压注入ポンプから充てんポンプによる注水へ切替える。</p> <p>高压注入ポンプから充てんポンプによる注水への切替えに必要な計装設備は、高压注入流量等である。</p> <p>(k) 余熱除去系による炉心冷却 1次冷却材圧力(広域)指示 2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材温度(広域-高温側)指示 177℃未満となり余熱除去系統が使用可能になれば、1次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。 余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材温度(広域-高温側)等である。</p> <p>(l) 1次系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止 余熱除去系による冷却継続によ</p>	<p>蓄圧注入による破損側蒸気発生器2次側への漏えい量を抑制するため、1次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力(4.04MPa[gage])になる前に蓄圧タンク出口弁を閉止する。</p> <p>蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(j) 高压注入から充てん注入への切替え 非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高压注入から充てん注入へ切り替える。</p> <p>高压注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、高压安全注入流量等である。</p> <p>(k) 余熱除去系による炉心冷却 1次冷却材圧力計指示 2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側温度(広域)計指示 177℃以下となり余熱除去系統が使用可能になれば、1次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。 余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。</p> <p>(l) 1次系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止 余熱除去系による冷却継続によ</p>	<p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違 (伊方と同様)</p> <p>【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>り、1次冷却系と破損側蒸気発生器を均圧させ、破損側蒸気発生器からの漏えいを停止する。</p> <p>破損側蒸気発生器からの漏えい停止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>以降、長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。</p> <p>(m) 1次冷却系のフィードアンドブリード</p> <p>余熱除去系が使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁を手動で開操作し、充てん系によるフィードアンドブリードを行う。</p> <p>1次冷却系のフィードアンドブリードに必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>(n) 代替再循環運転への切替え</p> <p>長期対策として、余熱除去系統が使用不能の場合、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が再循環運転可能水位（56%）に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位 61%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。代替再循環運転に切替え後は、格納容器再循環サンプからA格納容器スプレイポンプを経てA格納容器スプレイ冷却器で冷却した水をA余熱除去系統及びA格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水することで、継続的な炉心冷却を行う。</p> <p>代替再循環運転への切替えに必要</p>	<p>り、1次系と破損側蒸気発生器を均圧させ、破損側蒸気発生器からの漏えいを停止する。</p> <p>破損側蒸気発生器からの漏えい停止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）等である。</p> <p>以降、長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。</p> <p>(m) 1次系のフィードアンドブリード</p> <p>余熱除去系統が使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁を手動で開放し、充てん注入によるフィードアンドブリードを行う。</p> <p>1次系のフィードアンドブリードに必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域-高温側）等である。</p> <p>(n) 代替再循環運転への切替</p> <p>長期対策として、余熱除去系統が使用不能の場合、格納容器再循環サンプ水位（広域）指示が再循環運転可能水位（71%）に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位 76%以上となれば、代替再循環運転に切替える。代替再循環運転に切替え後は、格納容器再循環サンプからB-格納容器スプレイポンプを経てB-格納容器スプレイ冷却器で冷却した水をB-余熱除去系統及びB-格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心へ注水することで、継続的な炉心冷却を行う。</p>	<p>り、1次系と破損側蒸気発生器を均圧させ、破損側蒸気発生器からの漏えいを停止する。</p> <p>破損側蒸気発生器からの漏えい停止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>以降、長期対策として余熱除去系統による炉心冷却を継続的に行う。</p> <p>(m) 1次系のフィードアンドブリード</p> <p>余熱除去系統が使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁を手動で開放し、充てん注入によるフィードアンドブリードを行う。</p> <p>1次系のフィードアンドブリードに必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>(n) 代替再循環運転への切替え</p> <p>長期対策として、余熱除去系統が使用不能の場合、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が再循環運転可能水位（67%）に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位 72%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。代替再循環運転に切替え後は、格納容器再循環サンプからA格納容器スプレイポンプを経てA格納容器スプレイ冷却器で冷却した水をA余熱除去系統及びA格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心へ注水することで、継続的な炉心冷却を行う。</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違</p> <p>・泊はA系を使用するが、大飯、高浜はB系を使用する</p> <p>・使用する設備については同等</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。</p>	<p>代替再循環運転への切替に必要な計装設備は、B-格納容器スプレイ冷却器出口積算流量 (AM 用)等である。</p> <p>なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。また、原子炉格納容器圧力が上昇した場合でも、原子炉格納容器スプレイ作動信号により格納容器スプレイポンプが起動し、原子炉格納容器の健全性は維持される。</p> <p>(添付資料 7.1.8.16)</p>	<p>代替再循環運転への切替えに必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。</p>		<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊はC/V スプレイによるC/V健全性維持について記載（伊方と同様） <p>【大阪、高浜】 添付資料の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊では再循環切替水位について添付資料を新規作成

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>2.8.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮した「インターフェイスシステムLOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷却系における冷却材流量変化、冷却材放出、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入、加圧器における冷却材放出、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>(添付資料 2.8.15)</p>	<p>7.1.8.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮した「インターフェイスシステムLOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷却系における冷却材流量変化、冷却材放出、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入、加圧器における冷却材放出、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p>	<p>2.8.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮した「インターフェイスシステムLOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷却系における冷却材流量変化、冷却材放出、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入、加圧器における冷却材放出、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p>	<p>2.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分とのインターフェイスが、直列に設置された2個の隔離弁のみで隔離された系統において、隔離弁が両弁ともに破損又は誤開放することで、低圧設計部分が過圧される「ISLOCA」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果並びに原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFERにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p>	<p>【大阪】 添付資料の相違 ・加圧器水位調整モデルに関する資料であり、大阪はCVバイパス事象で加圧器水位の調整に関して相違するため感度解析を実施している</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.8.3表及び第2.8.4表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>(添付資料 2.8.3)</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA (a) 事故条件 i. 起回事象 起回事象として、余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損による余熱除去系統の圧力上昇により、余熱除去系統からの漏えいが発生するものとする。1次冷却材の漏えい箇所として、余熱除去系逃がし弁、余熱除去系機器等からの漏えいが発生するものとする。余熱除去ポンプ入口逃がし弁及び余熱除去冷却器出口逃がし弁の破断口径については、実機における口径を基に設定し、余熱除去系機器等については、実機における破断面積に係る評価値に余裕を考慮した値を設定する。また、余熱除去系機器等の破断面積の評価においては、余熱除去系統の圧力挙動の評</p>	<p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.1.8.3表及び第7.1.8.4表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>(添付資料7.1.8.3)</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA (a) 事故条件 i. 起回事象 起回事象として、余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損による余熱除去系統の圧力上昇により、余熱除去系統からの漏えいが発生するものとする。1次冷却材の漏えい箇所として、余熱除去系逃がし弁の作動、余熱除去系機器等からの漏えいが発生するものとする。余熱除去ポンプ入口逃がし弁及び余熱除去冷却器出口逃がし弁の破断口径については、実機における口径を基に設定し、余熱除去系機器等については実機における破断面積に係る評価値に余裕を考慮した値を設定する。また、余熱除去系機器等の破断面積の評価</p>	<p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.8.2.1表及び第2.8.2.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>(添付資料 2.8.3)</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA (a) 事故条件 i. 起回事象 起回事象として、余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損による余熱除去系統の圧力上昇により、余熱除去系統からの漏えいが発生するものとする。1次冷却材の漏えい箇所として、余熱除去系逃がし弁の作動、余熱除去系機器等からの漏えいが発生するものとする。余熱除去ポンプ入口逃がし弁及び余熱除去冷却器出口逃がし弁の破断口径については、実機における口径を基に設定し、余熱除去系機器等については、実機における破断面積に係る評価値に余裕を考慮した値を設定する。また、余熱除去系機器等の破断面積の評</p>	<p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.7.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件 (a) 起回事象 破断箇所は、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、原子炉圧力容器から低圧設計配管までの弁数が2個であり、インターフェイスシステム LOCA が発生する可能性が最も高く、かつ、機能喪失時の事象進展が厳しくなる高圧炉心スプレイ系の低圧設計部であるポンプの吸込配管とする。</p> <p>他の系統^{※1}では隔離弁の開閉試験が行われないか又は開閉試験中に2個以上の弁で隔離機能が維持されることに対して、高圧炉心スプレイ系は開閉試験時に隔離弁が1個となる。</p> <p>※1 残留熱除去系（低圧注水モ</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>価結果を踏まえ、配管破断は生じることではなく、余熱除去系統の低圧側に静的に1次冷却系統の圧力及び温度相当まで加圧及び加温されるものとしている。</p> <p>(i) 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁 (等価直径約 2.5cm (約 1 インチ) 相当、1個)</p> <p>(ii) 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁 (等価直径約 10cm (約 4 インチ) 相当、1個)</p> <p>(iii) 原子炉格納容器外の余熱除去系機器等 (等価直径約 2.8cm (約 1.12 インチ) 相当) (添付資料 2.8.4)</p> <p>ii. 安全機能の喪失に対する仮定 余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損が発生した側の余熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>iii. 外部電源 外部電源はないものとする。 外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。</p>	<p>においては、余熱除去系統の圧力挙動の評価結果を踏まえ、配管破断は生じることではなく、余熱除去系統の低圧側に静的に1次冷却材系統の圧力及び温度相当まで加圧及び加温されるものとしている。</p> <p>(i) 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁 (1 個) (等価直径約 2.5cm (1 インチ) 相当)</p> <p>(ii) 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁 (1 個) (等価直径約 7.6cm (3 インチ) 相当)</p> <p>(iii) 原子炉格納容器外の余熱除去系機器等 (等価直径約 2.9cm (1.15 インチ) 相当) (添付資料 7.1.8.4)</p> <p>ii. 安全機能の喪失に対する仮定 余熱除去系入口隔離弁の誤開又は破損が発生した側の余熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>iii. 外部電源 外部電源はないものとする。 外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。</p>	<p>価においては、余熱除去系統の圧力挙動の評価結果を踏まえ、配管破断は生じることではなく、余熱除去系統の低圧側に静的に1次冷却材系統の圧力及び温度相当まで加圧及び加温されるものとしている。</p> <p>(i) 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁 (低温側 2 個, 高温側 1 個) (等価直径約 3.3cm (約 1.3 インチ) 相当)</p> <p>(ii) 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁 (2 個) (等価直径約 11cm (約 4.2 インチ) 相当)</p> <p>(iii) 原子炉格納容器外の余熱除去系機器等 (等価直径約 4.1cm (約 1.6 インチ) 相当) (添付資料 2.8.4)</p> <p>ii. 安全機能の喪失に対する仮定 余熱除去機能が喪失するものとする。</p> <p>iii. 外部電源 外部電源はないものとする。 外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。</p>	<p>ード)、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) 及び低圧炉心スプレイ系がある。低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水モード) については、低圧設計配管までの弁数が 3 個設置されている。また、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却モード) については、低圧設計配管までの弁数が 2 個であるが、運転中の隔離弁の開閉試験は実施しない。破断面積は、低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、実耐力を踏まえた評価を行った結果、25cm²を超えないことを確認しているが、保守的に約 35cm²とする。 (添付資料 2.7.1)</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 インターフェイスシステム LOCA が発生した高圧炉心スプレイ系が機能喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源なしの場合は、給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・高浜は余熱除去系 2 系統からの漏えいに対して泊、大飯は 1 系統からの漏えいを想定する ・破断口径の相違</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・高浜は余熱除去系 2 系統からの漏えいに対して泊、大飯は 1 系統漏えいを想定するため</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>(b) 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>i. 高压注入ポンプ 炉心への注水は、高压注入ポンプ2台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（高压注入特性：0m³/h～約360m³/h、0MPa[gage]～約15.8MPa[gage]）を用いるものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の60秒後に4基の蒸気発生器に合計370m³/hの流量で注水するものとする。</p> <p>iii. 蓄圧タンク 蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで1次冷却系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量について</p>	<p>(b) 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>i. 高压注入ポンプ 炉心への注水は、高压注入ポンプ2台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（高压注入特性：0m³/h～約350m³/h，0MPa[gage]～約15.7MPa[gage]）を用いるものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達60秒後に3基の蒸気発生器に合計150m³/hの流量で注水するものとする。</p> <p>iii. 蓄圧タンク 蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで1次系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量に</p>	<p>(b) 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>i. 充てん/高压注入ポンプ 炉心への注水は、充てん/高压注入ポンプ2台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（高压注入特性：0m³/h～約220m³/h，0MPa[gage]～約19.4MPa[gage]）を用いるものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達60秒後に3基の蒸気発生器に合計280m³/hの流量で注水するものとする。</p> <p>iii. 蓄圧タンク 蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで1次系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量に</p>	<p>され、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系が、原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、90.8m³/h（7.86MPa[gage]）～1.04MPa[gage]において）の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 低压炉心スプレイ系 原子炉水位低（レベル1）で自動起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に、1,050m³/h（0.78MPa[di]において）（最大1,135m³/h）の流量で注水するものとする。</p> <p>(d) 残留熱除去系（低压注水モード） 原子炉水位低（レベル1）で</p>	<p>【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>は、最低保有水量を用いる。なお、本事象は事象発生後の事象進展が比較的早く、蓄圧タンクの初期条件の不確かさによる漏えい量に与える影響は小さいことから、他の事象と同様に以下の取扱いとする。</p> <p>蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力） 4.04MPa[gage]</p> <p>蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量） 26.9m³（1基当たり） （添付資料2.8.5）</p> <p>iv. 主蒸気逃がし弁 2次冷却系強制冷却として主蒸気逃がし弁4個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。</p> <p>v. 余熱除去系逃がし弁吹止まり圧力 余熱除去冷却器出口逃がし弁及び余熱除去ポンプ入口逃がし弁は、設計値にて閉止するものとする。</p> <p>(c) 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p>	<p>については、評価項目となるパラメータに与える影響を確認した上で、最小保有水量を用いる。なお、本事象は事象発生後の事象進展が比較的早く、蓄圧タンクの初期条件の不確かさによる漏えい量に与える影響は小さいことから、他の事象と同様に以下の取扱いとする。</p> <p>蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力） 4.04MPa[gage]</p> <p>蓄圧タンクの保有水量（最小保有水量） 29.0m³（1基当たり） （添付資料7.1.8.5）</p> <p>iv. 主蒸気逃がし弁 2次系強制冷却として主蒸気逃がし弁3個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。</p> <p>v. 余熱除去系逃がし弁吹止まり圧力 余熱除去冷却器出口逃がし弁及び余熱除去ポンプ入口逃がし弁は、設計値にて閉止するものとする。</p> <p>(c) 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p>	<p>については、評価項目となるパラメータに与える影響を確認した上で、最低保有水量を用いる。なお、本事象は事象発生後の事象進展が比較的早く、蓄圧タンクの初期条件の不確かさによる漏えい量に与える影響は小さいことから、他の事象と同様に以下の取扱いとする。</p> <p>蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力） 4.04MPa[gage]</p> <p>蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量） 29.0m³（1基当たり） （添付資料2.8.5）</p> <p>iv. 主蒸気逃がし弁 2次系強制冷却として主蒸気逃がし弁3個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。</p> <p>v. 余熱除去系逃がし弁吹止まり圧力 余熱除去冷却器出口逃がし弁及び余熱除去ポンプ入口逃がし弁は、設計値にて閉止するものとする。</p> <p>(c) 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p>	<p>自動起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に、1台当たり1,136m³/h（0.14MPa[di]において）（最大1,191m³/h）の流量で注水するものとする。</p> <p>(e) 逃がし安全弁 逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能）（2個）を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違</p> <p>【大阪】 設計の相違</p> <p>【大阪】 設計の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>i. 主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却は、事象の判断、余熱除去系統の隔離操作、主蒸気逃がし弁の開操作時間等を考慮して、非常用炉心冷却設備作動信号発信から25分後に開始するものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>iii. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。</p> <p>(i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前</p> <p>イ. サブクール度 60℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作</p> <p>(ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後</p> <p>イ. サブクール度 20℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作</p> <p>iv. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立、又は原子炉トリップ後2.5時間経過すれば、炉心注水を高圧注入から充てん注入に同時に切り替えるものとする。</p> <p>(i) サブクール度 40℃以上</p>	<p>i. 主蒸気逃がし弁の開放による2次系強制冷却は、事象の判断、余熱除去系の隔離操作、主蒸気逃がし弁の開操作時間等を考慮して、非常用炉心冷却設備作動信号発信から25分後に開始するものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>iii. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。</p> <p>(i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前</p> <p>イ. サブクール度 60℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作</p> <p>(ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後</p> <p>イ. サブクール度 20℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作</p> <p>iv. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立、又は原子炉トリップ後1時間経過すれば、蓄圧タンクを隔離し、高圧注入ポンプによる炉心注水を充てんポンプによる注水に切替えるものとし、4分の操作時間を考慮するものとする。</p> <p>(i) サブクール度 40℃以上</p>	<p>i. 主蒸気逃がし弁の開放による2次系強制冷却は、事象の判断、余熱除去系の隔離操作、主蒸気逃がし弁の開操作時間等を考慮して、非常用炉心冷却設備作動信号発信から25分後に開始するものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>iii. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。</p> <p>(i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前</p> <p>イ. サブクール度 60℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作</p> <p>(ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後</p> <p>イ. サブクール度 20℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作</p> <p>iv. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立、又は原子炉トリップ後1時間経過すれば、充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水を、高圧注入から充てん注入に切り替えるものとし、切替えに2分の操作時間を考慮するものとする。</p> <p>(i) サブクール度 40℃以上</p>	<p>(a) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、インターフェースシステムLOCAの発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の操作 時間に余裕時間を考慮して事象発生から 30 分後に開始するものとする。</p> <p>(b) 高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作は、インターフェースシステムLOCA発生時の現場環境条件を考慮し、事象発生から4時間20分後に開始するものとし、操作時間は 40 分間とする。</p> <p>(添付資料 2.7.1)</p>	<p>【大飯】 設計の相違 ・充てん注入により除熱可能な時間が大飯は泊よりも違い、 【大飯、高浜】 手順の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
(ii) 加圧器水位 50%以上 (iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中 (iv) 蒸気発生器狭域水位下端以上又は電動補助給水ポンプ1台が設計流量以上で注水中 【比較のため移動】 vi. 運用上実際の操作では、充てんポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するが、漏えい側余熱除去ポンプ入口弁の閉止と同時に充てんポンプを停止するものとする。 v. 以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば、健全側余熱除去系による炉心冷却を開始するものとする。 (i) 1次冷却材温度 177℃以下 (ii) 1次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下 b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故 (a) 事故条件 i. 起因事象 起因事象として、1基の蒸気発生器の伝熱管1本が瞬時に両端破断を起こすものとする。 ii. 安全機能の喪失に対する仮定	(ii) 加圧器水位 50%以上 (iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中 (iv) 蒸気発生器狭域水位下端以上又は電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中 v. 充てんポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持する。 vi. 健全側余熱除去系による炉心冷却は、以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば開始するものとする。 (i) 1次冷却材温度 177℃未満 (ii) 1次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下 b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故 (a) 事故条件 i. 起因事象 起因事象として、1基の蒸気発生器の伝熱管1本が瞬時に両端破断を起こすものとする。 ii. 安全機能の喪失に対する仮定	(ii) 加圧器水位 50%以上 (iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中 (iv) 蒸気発生器狭域水位下端以上又は電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中 v. 運用上実際の操作では、充てん／高圧注入ポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するが、漏えい側余熱除去ポンプ入口弁の閉止と同時に充てん／高圧注入ポンプを停止するものとする。 b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故 (a) 事故条件 i. 起因事象 起因事象として、1基の蒸気発生器の伝熱管1本が瞬時に両端破断を起こすものとする。 ii. 安全機能の喪失に対する仮定	女川原子力発電所2号炉	・泊では蓄圧タンク隔離後に充てんポンプによる注水に切り替えるが、大阪、高浜は充てん注入開始後に蓄圧タンクを隔離する 【大阪、高浜】記載表現の相違 【高浜】設計の相違 【大阪、高浜】記載表現の相違 【大阪、高浜】設計の相違 【高浜】設計の相違 ・泊、大阪は余熱除去系1系統からの漏えいを想定しており、健全側の余熱除去系が使用可能

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気逃がし弁が動作した時点で、破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁 1 個が開固着するものとする。</p> <p>iii. 外部電源</p> <p>外部電源はないものとする。</p> <p>外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。</p> <p>(b) 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>i. 高圧注入ポンプ</p> <p>炉心への注水は、高圧注入ポンプ 2 台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：0m³/h～約 360m³/h、0MPa[gage]～約 15.8MPa[gage]）を用いるものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプ</p> <p>電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に 4 基の蒸気発生器に合計 370m³/h の流量で注水するものとする。</p> <p>iii. 主蒸気逃がし弁</p> <p>2 次冷却系強制冷却のため、健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁 3 個を使用するものと</p>	<p>破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気逃がし弁が作動した時点で、破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁 1 個が開固着するものとする。</p> <p>iii. 外部電源</p> <p>外部電源はないものとする。</p> <p>外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。</p> <p>(b) 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>i. 高圧注入ポンプ</p> <p>炉心への注水は、高圧注入ポンプ 2 台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に余裕を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：0 m³ / h ～ 約 350m³ / h , 0 MPa[gage]～約 15.7MPa[gage]）を用いるものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプ</p> <p>電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 150m³/h の流量で注水するものとする。</p> <p>iii. 主蒸気逃がし弁</p> <p>2 次系強制冷却のため、健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁 2 個を使用するものと</p>	<p>破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気逃がし弁が作動した時点で、破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁 1 個が開固着するものとする。</p> <p>iii. 外部電源</p> <p>外部電源はないものとする。</p> <p>外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。</p> <p>(b) 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>i. 充てん/高圧注入ポンプ</p> <p>炉心への注水は、充てん/高圧注入ポンプ 2 台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に余裕を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：0m³/h～約 220m³/h、0MPa[gage]～約 19.4MPa[gage]）を用いるものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプ</p> <p>電動補助給水ポンプ 2 台及びタービン動補助給水ポンプ 1 台が自動起動し、解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 280m³/h の流量で注水するものとする。</p> <p>iii. 主蒸気逃がし弁</p> <p>2 次系強制冷却のため、健全側の主蒸気逃がし弁 2 個を使用するものとし、容量は設計値と</p>	<p>【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪】 記載表現の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪】</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>し、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。</p> <p>(c) 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>i. 破損側蒸気発生器の隔離操作として、原子炉トリップから10分後に、破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉操作、破損側蒸気発生器への補助給水の停止操作及び破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁の閉操作を開始し、操作完了に約2分を要するものとする。</p> <p>ii. 健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁の開操作は、破損側蒸気発生器隔離操作の完了時点で開始し、操作完了に1分を要するものとする。</p> <p>iii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>iv. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。</p> <p>(i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前</p>	<p>し、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。</p> <p>(c) 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>i. 破損側蒸気発生器の隔離操作として、原子炉トリップから10分後に、破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁を閉止する操作、破損側蒸気発生器への補助給水の停止操作及び破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁の閉止操作を開始し、操作完了に約2分を要するものとする。</p> <p>ii. 健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁の開操作は、破損側蒸気発生器隔離操作の完了時点で開始し、操作完了に1分を要するものとする。</p> <p>iii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>iv. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。</p> <p>(i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前</p>	<p>して、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。</p> <p>(c) 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>運転員等操作に関する条件として、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>i. 破損側蒸気発生器の隔離操作として、原子炉トリップから10分後に、破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止操作、破損側蒸気発生器への補助給水の停止操作及び破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁の閉止操作を開始し、操作完了に約2分を要するものとする。</p> <p>ii. 健全側の主蒸気逃がし弁の開操作は、破損側蒸気発生器隔離操作の完了時点で開始し、操作完了に1分を要するものとする。</p> <p>iii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>iv. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。</p> <p>(i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前</p>		<p>設計の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>イ. サブクール度 60℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作</p> <p>(ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後</p> <p>イ. サブクール度 20℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作</p> <p>v. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立すれば、炉心注水を高圧注入から充てん注入に切り替えるものとし、切替えに2分の操作時間を考慮するものとする。</p> <p>(i) サブクール度 40℃以上</p> <p>(ii) 加圧器水位 50%以上</p> <p>(iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中</p> <p>(iv) 健全側蒸気発生器の狭域水位下端以上又は健全側蒸気発生器への電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中</p> <p>vi. 充てんポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。</p> <p>vii. 以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系による炉心冷却を開始するものとする。</p> <p>(i) 1次冷却材温度 177℃以下</p>	<p>イ. サブクール度 60℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作</p> <p>(ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後</p> <p>イ. サブクール度 20℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作</p> <p>v. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立すれば、高圧注入ポンプによる炉心注水を、充てんポンプによる注水に切替えるものとし、切替えに2分の操作時間を考慮するものとする。</p> <p>(i) サブクール度 40℃以上</p> <p>(ii) 加圧器水位 50%以上</p> <p>(iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中</p> <p>(iv) 健全側蒸気発生器の蒸気発生器狭域水位下端以上又は健全側蒸気発生器への電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中</p> <p>vi. 充てんポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。</p> <p>vii. 以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系による炉心冷却を開始するものとする。</p> <p>(i) 1次冷却材温度 177℃未満</p>	<p>イ. サブクール度 60℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作</p> <p>(ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後</p> <p>イ. サブクール度 20℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作</p> <p>v. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立すれば、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を、高圧注入から充てん注入に切り替えるものとし、切替えに2分の操作時間を考慮するものとする。</p> <p>(i) サブクール度 40℃以上</p> <p>(ii) 加圧器水位 50%以上</p> <p>(iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中</p> <p>(iv) 健全側の蒸気発生器狭域水位下端以上又は健全側蒸気発生器への電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中</p> <p>vi. 充てん／高圧注入ポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。</p> <p>vii. 以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系による炉心冷却を開始するものとする。</p> <p>(i) 1次冷却材温度 177℃以下</p>	<p>【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違</p> <p>【高浜】 設備名称の相違</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>(ii) 1次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA インターフェイスシステム LOCA の事象進展を第 2.8.4 図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第 2.8.9 図から第 2.8.20 図、給水流量及び蒸気流量の2次冷却系パラメータの推移を第 2.8.21 図及び第 2.8.22 図に示す。</p>	<p>(ii) 1次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA インターフェイスシステム LOCA の事象進展を第 7.1.8.3 図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次系保有水量及び燃料被覆管温度等の1次系パラメータの推移を第 7.1.8.7 図から第 7.1.8.18 図に、給水流量及び蒸気流量の2次系パラメータの推移を第 7.1.8.19 図及び第 7.1.8.20 図に示す。</p>	<p>(ii) 1次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA インターフェイスシステム LOCA の事象進展を第 2.8.1.4 図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次系保有水量、燃料被覆管温度等の1次系パラメータの推移を第 2.8.2.1 図から第 2.8.2.12 図、給水流量及び蒸気流量の2次系パラメータの推移を第 2.8.2.13 図及び第 2.8.2.14 図に示す。</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）^{※2}、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内保有水量の推移を第 2.7.7 図から第 2.7.12 図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.7.13 図から第 2.7.19 図に示す。</p> <p>※2 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、ECCS の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。原子炉水位計（燃料域）は、シュラウド内を計測している。</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、余熱除去系統入口隔離弁の誤開または破損が発生した側の余熱除去系逃がし弁及び余熱除去系機器等からの漏えいにより1次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生約 21 秒後に「原子炉圧力低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水される。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。</p> <p>事象発生約 11 分後に1次冷却材圧力が余熱除去冷却器出口逃がし弁の吹止まり圧力まで低下するため、逃がし弁が閉止することで1次冷却系保有水量が回復する。</p> <p>事象発生約 25 分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却を開始するとともに、1次冷却系からの漏えい量抑制のため、事象発生約 63 分後に炉心注水を高圧注入から充てん注入へ切替を実施する。また、事象発生約 63 分後に健全側余熱除去系による炉心冷却を開始する。</p> <p>その後、漏えい側の余熱除去ポンプ入口弁（ツインパワー弁）を閉止することで漏えいは停止する。</p>	<p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、余熱除去系入口隔離弁の誤開又は破損が発生した側の余熱除去系逃がし弁及び余熱除去系機器等からの漏えいにより、1次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生約 26 秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水される。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。</p> <p>事象発生約 16 分後に1次冷却材圧力が余熱除去冷却器出口逃がし弁の吹止まり圧力まで低下するため、逃がし弁が閉止することで1次系保有水量が回復する。</p> <p>事象発生約 25 分後に主蒸気逃がし弁の開放による2次系強制冷却を開始するとともに、1次系からの漏えい量抑制のため、事象発生約 60 分後に高圧注入ポンプによる炉心注水を充てんポンプによる注水へ切替を実施する。その後、事象発生約 64 分後に健全側余熱除去系による炉心冷却を開始する。</p> <p>また、漏えい側の余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）を閉止することで漏えいは停止する。</p>	<p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、余熱除去系逃がし弁及び余熱除去系機器等からの漏えいにより1次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生約 15 秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水される。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。</p> <p>事象発生約 7 分後に1次冷却材圧力が余熱除去冷却器出口逃がし弁の吹止まり圧力まで低下するため、逃がし弁が閉止することで1次系保有水量が回復する。</p> <p>事象発生約 25 分後に主蒸気逃がし弁の開放による2次系強制冷却を開始するとともに、1次系からの漏えい量抑制のため、事象発生約 62 分後に充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水について、高圧注入から充てん注入への切替を実施する。</p> <p>その後、余熱除去ポンプ入口弁（ツインパワー弁）を閉止することで漏えいは停止する。</p>	<p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後に外部電源喪失となり、給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル 3）信号が発生して原子炉はスクラムし、また、原子炉水位低（レベル 2）で再循環ポンプ 2 台全てがトリップするとともに、原子炉隔離時冷却系が自動起動する。</p> <p>破断口から原子炉冷却材が流出することにより原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を開始する。</p> <p>事象発生 15 分後の中央制御室における破断箇所の隔離に失敗するため、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）2 個を手動開することにより、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいの抑制を図る。</p> <p>原子炉減圧により、原子炉隔離時冷却系が機能喪失するとともに、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧炉心スプレイ系及び残留余熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始すると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。また、主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル 2）で全閉する。</p> <p>事象発生 5 時間後、現場操作により高圧炉心スプレイ系の破断箇所を隔離した後は、低圧炉心スブ</p>	<p>【高浜】 解析条件の相違</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【高浜】 設計の相違</p> <p>・泊、大阪は余熱除去系の1系統漏えいを想定するため、健全側余熱除去系による冷却を実施</p> <p>【大阪、高浜】</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>(添付資料 2.8.6)</p> <p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第 2.8.20 図に示すとおり、炉心が冠水状態にあることから初期値（約 390℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化</p>	<p>(添付資料 7.1.8.6)</p> <p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第 7.1.8.18 図に示すとおり、炉心が冠水状態にあることから初期値（約 380℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆</p>	<p>(添付資料 2.8.6)</p> <p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第 2.8.2.12 図に示すとおり、炉心が冠水状態にあることから初期値（約 380℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆</p>	<p>レイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）により原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から噴霧流冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉減圧により増加する。また、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が継続され、その原子炉圧力変化により 増減する。その後は、残留熱除去系による原子炉圧力容器及び格納容器除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第 2.7.13 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 357℃に到達す</p>	<p>記載表現の相違</p> <p>【大飯】 解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第2.8.9図に示すとおり、初期値（約15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力パウンダリにかかる圧力は約16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍（20.59MPa[gage]）を下回る。</p> <p>また、原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉設置許可申請書添付書類「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.308MPa[gage]及び約132℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力（0.39MPa[gage]）及び最高使用温度（144℃）を下回る。</p> <p>第2.8.9図及び第2.8.10図に示すように、事象発生後8時間後においても1次冷却材圧力及び温度は安定しており、炉心は安定して冷却されている。その後、事象発生後約9.8時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに健全側余熱除去系による除熱を継続することにより、安定停止状態を維持</p>	<p>管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第7.1.8.7図に示すとおり、初期値（約15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力パウンダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍（20.592MPa[gage]）を下回る。</p> <p>また、原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、原子炉格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、原子炉格納容器スプレイ設備の性能は、設計基準事故「原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.241MPa[gage]及び約124℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力（0.283MPa[gage]）及び最高使用温度（132℃）を下回る。</p> <p>第7.1.8.7図及び第7.1.8.8図に示すように、事象発生後120分時点においても1次冷却材圧力及び温度は低下傾向を示していることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、余熱除去システムによる炉心冷却を継続することにより、事象発生後約20時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状</p>	<p>管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第2.8.2.1図に示すとおり、初期値（約15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力パウンダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍（20.59MPa[gage]）を下回る。</p> <p>また、原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、設計基準事故「原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.249MPa[gage]及び約125℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力（0.283MPa[gage]）及び最高使用温度（132℃）を下回る。</p> <p>第2.8.2.1図及び第2.8.2.2図に示すように、事象発生後8時間後においても1次冷却材圧力及び温度は安定しており、炉心は安定して冷却されている。その後は、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱を継続することにより、事象発生後約433時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状</p>	<p>るが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第2.7.7図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約7.38MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力パウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約7.68MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を下回る。</p> <p>原子炉格納容器パウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉減圧及び破断箇所隔離後の格納容器内への蒸気流入により上昇する。一方、原子炉格納容器パウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」においては、インターフェイスシステムLOCAとは異なり、事象開始から格納容器内に原子炉冷却材が流出し続ける事故を想定し解析しており、この場合でも原子炉格納容器パウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.33MPa[gage]及び約146℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器パウンダリにかかる圧力及び温度は、格納容器の限界圧力及び</p>	<p>【大阪】 設計の相違 【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・泊は既許可の設置変更許可申請書記載値の相違が多い</p> <p>【大阪】 記載表現の相違</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・既許可添付十章の解析結果の相違</p> <p>【大阪】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・泊、大阪は余熱除去系1系統漏えいのため健全側の余熱除</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>できる。</p> <p>(添付資料 2.8.7)</p> <p>b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故の事象進展を第 2.8.6 図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第 2.8.23 図から第 2.8.32 図に、蒸気発生器水位、蒸気流量等の2次冷却系パラメータの推移を第 2.8.33 図から第 2.8.35 図に示</p>	<p>態に至る。さらに、余熱除去系統による1次系の除熱を継続することにより、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 7.1.8.7)</p> <p>b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故の事象進展を第 7.1.8.4 図に、1, 2次系圧力、1次冷却材温度、1次系保有水量及び燃料被覆管温度等、1次系パラメータの推移を第 7.1.8.21 図から第 7.1.8.30 図に、蒸気発生器水位及び蒸気流量等の2次系パラメータの推移を第 7.1.8.31 図から第</p>	<p>態に至る。さらに、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱を継続することにより、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 2.8.7)</p> <p>b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故の事象進展を第 2.8.1.6 図に、1, 2次系圧力、1次冷却材温度、1次系保有水量、燃料被覆管温度等の1次系パラメータの推移を第 2.8.2.15 図から第 2.8.2.24 図に、蒸気発生器水位、蒸気流量等の2次系パラメータの推移を第 2.8.2.25 図から第</p>	<p>限界温度を下回る。</p> <p>中央制御室からの遠隔操作による高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離には失敗するが、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧を実施し破断箇所からの原子炉冷却材の漏えい抑制を図り、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を継続することで、炉心の冷却が維持される。その後は、現場操作にて高圧炉心スプレイ系の破断箇所を隔離し、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水並びに残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 2.7.2)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>去系が使用可能</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、破断した伝熱管を通じて1次冷却材が蒸気発生器2次側に流出することで1次冷却材圧力が低下し、事象発生の約5分後に「過大温度ΔT高」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生の約6分後の主蒸気逃がし弁作動と同時に破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁開固着を仮定しているため、1次冷却材温度及び圧力が低下することで、事象発生の約8分後に「原子炉圧力低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水されることで1次冷却系保有水量が上昇に転じる。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。</p> <p>原子炉トリップの10分後に破損側蒸気発生器の隔離操作を開始し、その約2分後に隔離操作を完了する。さらに、破損側蒸気発生器の隔離操作を完了した時点から健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁の開操作を開始し、1分後に完了する。</p> <p>加圧器水位の回復と1次冷却系からの漏えい量低減のため、事象発生の約27分後に加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧を実施し、事象発生の約36分後に炉心注水を高圧注入から充てん注入へ切替えを実施</p>	<p>7.1.8.33図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、破断した伝熱管を通じて1次冷却材が蒸気発生器2次側に流出することで1次冷却材圧力が低下し、事象発生の約10分後に「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生の約10分後の主蒸気逃がし弁作動と同時に破損側ループの主蒸気安全弁開固着を仮定しているため、1次冷却材温度及び圧力が低下することで、事象発生の約10分後に「原子炉圧力低と加圧器水位低の一致」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水されることで1次系保有水量が増加に転じる。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。</p> <p>原子炉トリップの10分後に破損側蒸気発生器の隔離操作を開始した後、その約2分後に隔離操作を完了する。さらに、破損側蒸気発生器の隔離操作を完了した時点から健全側主蒸気逃がし弁の開操作を開始し、1分後に完了する。</p> <p>加圧器水位の回復と1次系からの漏えい量低減のため、事象発生の約30分後に加圧器逃がし弁による1次系の減圧を実施し、事象発生の約37分後に高圧注入ポンプによる炉心注水を充てんポンプによ</p>	<p>2.8.2.27図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、破断した伝熱管を通じて1次冷却材が蒸気発生器2次側に流出することで1次冷却材圧力が低下し、事象発生の約6分後に「過大温度ΔT高」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生の約6分後の主蒸気逃がし弁作動と同時に破損側ループの主蒸気安全弁開固着を仮定しているため、1次冷却材温度及び圧力が低下することで、事象発生の約7分後に「原子炉圧力低と加圧器水位低の一致」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水されることで1次系保有水量が増加に転じる。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。</p> <p>原子炉トリップの10分後に破損側蒸気発生器の隔離操作を開始した後、その約2分後に隔離操作を完了する。さらに、破損側蒸気発生器の隔離操作を完了した時点から健全側主蒸気逃がし弁の開操作を開始し、1分後に完了する。</p> <p>加圧器水位の回復と1次系からの漏えい量低減のため、事象発生の約31分後に加圧器逃がし弁による1次系の減圧を実施し、事象発生の約47分後に充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水について、</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・過大温度ΔT保護 限界値の設定の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯】 記載表現の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯】 記載方針の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>する。その後、事象発生約2.3時間後に余熱除去系による冷却を開始することにより、1次冷却材圧力は低下し、1次冷却材圧力と破損側蒸気発生器の2次側圧力が平衡になった時点で、1次冷却材の2次冷却系への漏えいは停止する。</p> <p>(添付資料 2.8.6、2.8.17)</p> <p>(b) 評価項目等 燃料被覆管温度は第2.8.32図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値(約350℃)以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。 1次冷却材圧力は第2.8.23図に示すとおり、初期値(約15.7MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材圧力パウンダリにかかる圧力は約16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る。 また、加圧器逃がし弁の開閉操作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、</p>	<p>る注水へ切替を実施する。その後、事象発生約2.0時間後に余熱除去系による冷却を開始することにより、1次冷却材圧力は低下し、1次冷却材圧力と破損側蒸気発生器の2次側圧力が平衡になった時点で、1次冷却材の2次冷却系への漏えいは停止する。</p> <p>(添付資料 7.1.8.6)</p> <p>(b) 評価項目等 燃料被覆管温度は第7.1.8.30図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値(約350℃)以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。 1次冷却材圧力は第7.1.8.21図に示すとおり、初期値(約15.7MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材圧力パウンダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.592MPa[gage])を下回る。 また、加圧器逃がし弁の開閉操作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであ</p>	<p>高圧注入から充てん注入への切替えを実施する。その後、事象発生約2.2時間後に余熱除去系による冷却を開始することにより、1次冷却材圧力は低下し、1次冷却材圧力と破損側蒸気発生器の2次側圧力が平衡になった時点で、1次冷却材の2次冷却系への漏えいは停止する。</p> <p>(添付資料 2.8.6)</p> <p>(b) 評価項目等 燃料被覆管温度は第2.8.2.24図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値(約340℃)以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。 1次冷却材圧力は第2.8.2.15図に示すとおり、初期値(約15.7MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材圧力パウンダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る。 また、加圧器逃がし弁の開閉操作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであ</p>	<p>【大飯】 記載箇所の相違 ・大飯の添付資料2.8.17は泊の添付資料7.1.8.15であり、参照場所が違っただけであり内容に相違無し</p> <p>【高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯】 設計の相違 【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊は既許可の設置変更許可申請書記載値の桁数が多い</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉設置許可申請書添付書類「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.308MPa[gage]及び約132℃にとどまる。このため本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力(0.39MPa[gage])及び最高使用温度(144℃)を下回る。</p> <p>第2.8.23図及び第2.8.24図に示すように、事象発生の約4.0時間後においても1次冷却材圧力及び温度は低下傾向を示していることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、余熱除去系の運転を継続することにより、事象発生の約4.5時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。また、余熱除去系が使用不能の場合においても、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリード及び格納容器スプレイポンプによる代替再循環を行うことにより、事象発生の約46時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。</p>	<p>る。なお、原子炉格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、原子炉格納容器スプレイ設備の性能は、設計基準事故「原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.241MPa[gage]、約124℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。</p> <p>第7.1.8.21図及び第7.1.8.22図に示すように、事象発生の約5時間後においても1次冷却材圧力及び温度は低下傾向を示していることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、余熱除去系の運転を継続することにより、事象発生の約14.5時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。また、余熱除去系が使用不能の場合においても、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリード及び格納容器スプレイポンプによる代替再循環を行うことにより、事象発生の約32.9時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。</p>	<p>る。なお、格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、設計基準事故「原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.249MPa[gage]及び約125℃にとどまる。このため本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。</p> <p>第2.8.2.15図及び第2.8.2.16図に示すように、事象発生の約5.5時間後においても1次冷却材圧力及び温度は低下傾向を示していることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、余熱除去系の運転を継続することにより、事象発生の約9.7時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。また、余熱除去系が使用不能の場合においても、充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリード及び格納容器スプレイポンプによる代替再循環を行うことにより、事象発生の約28.0時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。</p>	<p>【大飯】 記載表現の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・既許可添付十章の 解析結果の相違</p> <p>【大飯】 設計の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
(添付資料 2.8.8、2.8.9、2.8.10、 2.8.11、2.8.13)	(添付資料 7.1.8.8, 7.1.8.9, 7.1.8.10, 7.1.8.11, 7.1.8.12)	(添付資料 2.8.8、2.8.9、2.8.10、 2.8.11、2.8.12、2.8.13)		

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>2.8.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間を与える影響、評価項目となるパラメータを与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、運転員等操作である2次冷却系強制冷却、加圧器逃がし弁開閉操作による1次冷却系の減温、減圧を行うとともに、高圧注入から充てん注入への切替操作等を行うクールダウンアンドリサーキュレーションにより炉心を冷却し、漏えい量を抑制することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、原子炉トリップ又は非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却、並びに1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）等を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間を与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、</p>	<p>7.1.8.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間を与える影響、評価項目となるパラメータを与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、運転員等操作である2次系強制冷却、加圧器逃がし弁開閉操作による1次系の減温、減圧を行うとともに、高圧注入から充てん注入への切替操作等を行うクールダウンアンドリサーキュレーションにより炉心を冷却し、漏えい量を抑制することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、原子炉トリップ又は非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次系強制冷却操作、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）等を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間を与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、</p>	<p>2.8.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間を与える影響、評価項目となるパラメータを与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本重要事故シーケンスは、運転員等操作である2次系強制冷却、加圧器逃がし弁開閉操作による1次系の減温、減圧を行うとともに、高圧注入から充てん注入への切替操作等を行うクールダウンアンドリサーキュレーションにより炉心を冷却し、漏えい量を抑制することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、原子炉トリップ又は非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次系強制冷却、並びに1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）等を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間を与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、</p>	<p>2.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間を与える影響、評価項目となるパラメータを与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断し、格納容器外へ原子炉冷却材が流出することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えられとされる操作として、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作及び高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間を与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器パイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で 40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、インターフェイスシステム LOCA では、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するため枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破断流量を実際よりも多く評価することから、漏えい量を少なく評価する不確かさについて考慮する必要はない。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系の減圧が遅くなるため、非常用炉心</p>	<p>ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で 40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、インターフェイスシステム LOCA では、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するため枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破断流量を実際よりも多く評価することから、漏えい量を少なく評価する不確かさについて考慮する必要はない。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次系の減圧が</p>	<p>ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で 40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、インターフェイスシステム LOCA では、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するため枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破断流量を実際よりも多く評価することから、漏えい量を少なく評価する不確かさについて考慮する必要はない。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次系の減圧が</p>	<p>結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は、燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.7.3)</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却の開始が遅くなる。また、1次冷却系の減圧が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却の開始が遅くなる。また、1次冷却系の減圧が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、インターフェイスシステムLOCAにおいて、2次冷却系強制冷却等による減圧時に1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、</p>	<p>遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次系強制冷却の開始が遅くなる。また、1次系の減圧が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次系強制冷却の開始が遅くなる。また、1次系の減圧が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入系から充てん系への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、インターフェイスシステムLOCAにおいて、2次系強制冷却等による減圧時に1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮</p>	<p>遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次系強制冷却の開始が遅くなる。また、1次系の減圧が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次系強制冷却の開始が遅くなる。また、1次系の減圧が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、インターフェイスシステムLOCAにおいて、2次系強制冷却等による減圧時に1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮</p>		<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>実際の1次冷却材温度は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱・凝縮量を小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の蒸気発生器での伝熱・凝縮量は解析結果に比べて大きくなり、1次冷却材温度が低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時に1次側・2次側の熱伝達を小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次側・2次側の熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、1次冷却材温度が低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の</p>	<p>すると、実際の1次冷却材温度は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入系から充てん系への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱・凝縮量を小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の蒸気発生器での伝熱・凝縮量は解析結果に比べて大きくなり、1次冷却材温度が低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入系から充てん系への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時に1次側・2次側の熱伝達を小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次側・2次側の熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、1次冷却材温度が低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入系から</p>	<p>すると、実際の1次冷却材温度は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱・凝縮量を小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の蒸気発生器での伝熱・凝縮量は解析結果に比べて大きくなり、1次冷却材温度が低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時に1次側・2次側の熱伝達を小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次側・2次側の熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、1次冷却材温度が低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から</p>		<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>開始が早くなる。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で 40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析等の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、インターフェイスシステム LOCA では、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するため枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破</p>	<p>ら充てん系への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で 40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、インターフェイスシステム LOCA では、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するため枝管の形状圧損及び摩擦圧損が</p>	<p>充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で 40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF 試験解析の結果から、炉心水位について最大で 0.3m 低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken 試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、インターフェイスシステム LOCA では、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するため枝管の形状圧損及び摩擦圧損が</p>	<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 2.7.3)</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>断流量を実際よりも多く評価することから、漏えい量を少なく評価する不確かさについて考慮する必要はない。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて<small>少なく</small>なり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、2次冷却系強制冷却等による減圧時に1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルは、</p>	<p>模擬されず、破断流量を実際よりも多く評価することから、漏えい量を少なく評価する不確かさについて考慮する必要はない。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて小さくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて小さくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、2次系強制冷却等による減圧時に1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデル</p>	<p>模擬されず、破断流量を実際よりも多く評価することから、漏えい量を少なく評価する不確かさについて考慮する必要はない。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、2次系強制冷却等による減圧時に1次冷却材圧力について最大で0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、1次系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデル</p>		

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱・凝縮量を小さく評価することにより、1次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることにより、漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次冷却系強制冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、漏えい量が少なくなることで1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.8.3 表及び第 2.8.4 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。ま</p>	<p>は、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱・凝縮量を小さく評価することにより、1次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることにより、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、漏えい量が少なくなることで1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 7.1.8.3 表及び第 7.1.8.4 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響</p>	<p>は、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、インターフェイスシステム LOCA において、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱・凝縮量を小さく評価することにより、1次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなることにより、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達に係る壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF 試験解析等の結果から、2次系強制冷却による減圧時における1次冷却材圧力について最大で 0.5MPa 高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材圧力は解析結果に比べて低くなり、漏えい量が少なくなることで1次系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.8.2.1 表及び第 2.8.2.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響</p>	<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 2.7.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。ま</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>た、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及びインターフェイスシステム LOCA 時の破断口径、並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなる。よって、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却及び1次冷却材温度及び圧力（サ</p>	<p>を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及びインターフェイスシステム LOCA 時の破断口径、並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなる。よって、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次系強制冷却操作及び1次冷却材温</p>	<p>を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱（標準値）及びインターフェイスシステム LOCA 時の破断口径、標準値として設定している蒸気発生器2次側保有水量、並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなる。よって、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次系強制冷却及び1次冷却材温度及</p>	<p>た、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42.0kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31Gwd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊</p>	<p>【高浜】 記載内容の相違 ・泊は個別解析のため、標準値に係る記載をしない （大飯と同様）</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>ブクール条件)を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 時の破断口径を最確値とした場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、破断箇所からの漏えい量が少なくなる。このため、1次冷却材圧力の低下が遅くなり、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却の開始が遅くなる。一方、1次冷却材圧力の低下が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下も遅くなり、1次冷却材温度及び圧力(サブクール条件)を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p>	<p>度及び圧力(サブクール条件)を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入系から充てん系への切替の開始が早くなる。</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 時の破断口径を最確値とした場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、破断箇所からの漏えい量が少なくなる。このため、1次冷却材圧力の低下が遅くなり、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次系強制冷却の開始が遅くなる。一方、1次冷却材圧力の低下が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下も遅くなり、1次冷却材温度及び圧力(サブクール条件)を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入系から充てん系への切替の開始が早くなる。</p>	<p>び圧力(サブクール条件)を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 時の破断口径を最確値とした場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、破断箇所からの漏えい量が少なくなる。このため、1次冷却材圧力の低下が遅くなり、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次系強制冷却の開始が遅くなる。一方、1次冷却材圧力の低下が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下も遅くなり、1次冷却材温度及び圧力(サブクール条件)を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>蒸気発生器2次側保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している保有水量より多くなるため、2次系による冷却効果はわずかに大きくなるが、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p>	<p>熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の炉心流量及び原子炉水位は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の逃がし安全弁は、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水モード)の注水開始時間が早くなるが、操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはない</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違</p> <p>【高浜】 評価方針の相違 ・泊は個別解析のため不確かさの影響評価の対象外(大飯と同様)</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>(b) 評価項目となるパラメータへの影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下し、1次冷却系保有水量の低下が抑制される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 時の破断口径を最確値とした場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、1次冷却材の流</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下し、1次系保有水量の減少が抑制される。よって、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 時の破断口径を最確値とした場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、破断箇</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータへの影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下する。また、インターフェイスシステム LOCA 時の破断口径を最確値とした場合、破断箇所からの漏えい量が低下する。よって、1次系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>ことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.7.3)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42.0kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31Gwd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は</p>	<p>【高浜】 記載方針の相違 (大飯と同様)</p> <p>【大飯】</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>出量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蓄圧タンクの初期保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している保有水量より多くなる。蓄圧タンクの初期保有水量が多い方が蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次冷却系への注水量の観点から厳しくなる。その影響を事象推移から確認した結果、蓄圧タンクによる炉心注水より前に、高圧注入ポンプによる炉心注水により1次冷却系保有水量は回復に転じていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>所からの漏えい流量が低下し、1次系保有水量の減少が抑制される。よって、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蓄圧タンクの初期保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している保有水量より多くなる。蓄圧タンクの初期保有水量が多い方が蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次系への注水量の観点から厳しくなる。その影響を事象推移から確認した結果、蓄圧タンクによる炉心注水より前に高圧注入ポンプによる炉心注水により1次系保有水量は回復に転じていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>蒸気発生器2次側保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している保有水量より多くなるため、2次側保有水量の違いによる2次系の冷却効果はわずかに大きくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蓄圧タンクの初期保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している保有水量より多くなる。蓄圧タンクの初期保有水量が多い方が蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次系への注水量の観点から厳しくなる。その影響を事象推移から確認した結果、蓄圧タンクによる炉心注水より前に、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水により1次系保有水量は回復に転じていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなるが、本重要事故シーケンスは格納容器バイパス事象であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の炉心流量及び原子炉水位は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。</p> <p>なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉压力容器への給水機能は維持されるため、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の逃がし安全弁は、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している弁数より多くなり、急速減圧時の減圧時間が短くなることで低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の注水開始時間が早くなることにより、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の低圧炉心スプレイ系</p>	<p>記載表現の相違</p> <p>【高浜】 評価方針の相違 ・泊は個別解析のため不確かさの影響評価の対象外（大飯と同様）</p> <p>【高浜】 設備名称の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p> <p>インターフェイスシステム LOCA における2次冷却系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第 2.8.7 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。また、余熱除去系統の隔離操作として実施する余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の閉操作は、第 2.8.7 図に示すとおり、現場の操作であるが、</p>	<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p> <p>インターフェイスシステム LOCA における2次系強制冷却、高圧注入系から充てん系への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第 7.1.8.5 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。また、余熱除去系統の隔離操作として実施する余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の閉止操作は、第 7.1.8.5 図に示すと</p>	<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p> <p>インターフェイスシステム LOCA における2次系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第 2.8.1.7 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。また、余熱除去系統の隔離操作として実施する余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の閉止操作は、第 7.1.8.7 図に示すと</p>	<p>及び残留熱除去系（低圧注水モード）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。 （添付資料 2.7.3）</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から30分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、破断箇所の隔離操作の失敗の認知時間は、時間余裕を含めて設定されていることから、その後に行う原子炉減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、この場合、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水が早期に実施さ</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>同一の運転員等による他の操作がないことから、要員の配置による他の操作への影響はない。なお、余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の操作位置は漏えいの影響を受けにくい場所にあるため、破断口径の不確かさにより漏えい量の変動しても、余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の閉操作の成立性に影響を与えない。</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における2次冷却系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.8 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>2次冷却系強制冷却は、炉心崩壊熱等の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が早くなり、これに伴い操作開始が早くなる。また、蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における2次冷却系強制冷却は、解析上の開始時間と</p>	<p>おり、現場の操作であるが、同一の運転員等による他の操作がないことから、要員の配置による他の操作への影響はない。なお、余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の操作位置は漏えいの影響を受けにくい場所にあるため、破断口径の不確かさにより漏えい量の変動しても、余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の閉止操作の成立性に影響を与えない。</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における健全側主蒸気逃がし弁開放による2次系強制冷却、高圧注入系から充てん系への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第7.1.8.6 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>2次系強制冷却は、炉心崩壊熱の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が早くなり、これに伴い操作開始が早くなる。また、蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における健全側蒸気発生器による2次系</p>	<p>おり、現場での操作であるが、同一の運転員等による他の操作がないことから、要員の配置による他の操作への影響はない。なお、余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の操作位置は漏えいの影響を受けにくい場所にあるため、破断口径の不確かさにより漏えい量の変動しても、余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の閉止操作の成立性に影響を与えない。</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における健全側主蒸気逃がし弁開放による2次系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.1.8 図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>2次系強制冷却は、炉心崩壊熱の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が早くなり、これに伴い操作開始が早くなる。また、蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における健全側蒸気発生器による2次系</p>	<p>れることから、原子炉水位維持の点では問題とならない。</p> <p>操作条件の高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から4時間20分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作を実施すべき弁を容易に認知でき、現場での操作場所は漏えい箇所と異なる場所があり、漏えいの影響を受けにくいため、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>(添付資料 2.7.3)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、この場合、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水が早期に実施されることから、評価項目となるパラメータ</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>運用として実際に見込まれる開始時間の差異等により操作開始が早くなる。これらのように操作開始が早くなる場合には、1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、インターフェイスシステム LOCA における2次冷却系強制冷却は、冷却材放出における臨界流モデル等の不確かさにより、1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却材圧力の低下が遅くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が遅くなり、これに伴い操作開始が遅くなる。このように操作開始が遅くなる場合は、1次冷却系からの漏えい量と操作遅れ時間の程度により燃料被覆管温度上昇に対する余裕は小さくなるが、高圧注入ポンプによる炉心注水により1次冷却系保有水量は確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作は、炉心崩壊熱等の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、操作開始が早くなる。このように操作開始が早くなる場合には、1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されるため、評価項</p>	<p>強制冷却は、解析上の開始時間と運用として実際に見込まれる開始時間の差異により操作開始が早くなる。これらのように操作開始が早くなる場合には、1次系からの漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、インターフェイスシステム LOCA における2次系強制冷却は、冷却材放出における臨界流モデルの不確かさ等により、1次系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却材圧力の低下が遅くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が遅くなり、これに伴い操作開始が遅くなる。このように操作開始が遅くなる場合は、1次系からの漏えい量と操作遅れ時間の程度により燃料被覆管温度上昇に対する余裕は小さくなるが、高圧注入ポンプによる炉心注水により1次系保有水量は確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入系から充てん系への切替操作は、炉心崩壊熱の不確かさ等により1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、操作開始が早くなる。このように操作開始が早くなる場合には、1次系からの漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されるた</p>	<p>強制冷却は、解析上の開始時間と運用として実際に見込まれる開始時間の差異により操作開始が早くなる。これらのように操作開始が早くなる場合には、1次系からの漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。一方、インターフェイスシステム LOCA における2次系強制冷却は、冷却材放出における臨界流モデルの不確かさ等により、1次系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却材圧力の低下が遅くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が遅くなり、これに伴い操作開始が遅くなる。このように操作開始が遅くなる場合は、1次系からの漏えい量と操作遅れ時間の程度により燃料被覆管温度上昇に対する余裕は小さくなるが、充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水により1次系保有水量は確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作は、炉心崩壊熱の不確かさ等により1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、操作開始が早くなる。このように操作開始が早くなる場合には、1次系からの漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の低下が抑制されるた</p>	<p>に対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作の実施の有無に関わらず、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の原子炉注水継続により、炉心は再冠水されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.7.3)</p>	<p>【高浜】 設備名称の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を評価する。</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 時において、2次冷却系強制冷却の操作時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第 2.8.36 図に示す2次冷却系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約2時間の操作時間余裕があることを確認した。加圧器逃がし弁の開操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第 2.8.36 図に示す主蒸気逃がし弁開による1次冷却系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点での高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約2時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故時において、破損側蒸気発生器の隔離操作及び2次冷却系強制冷却の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第 2.8.37 図に示す2次冷却系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約7時間の操作時間余裕があること</p>	<p>め、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 時において、2次系強制冷却の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第 7.1.8.34 図に示す2次系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約3時間の操作時間余裕があることを確認した。加圧器逃がし弁開操作及び高圧注入系から充てん系への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第 7.1.8.34 図に示す主蒸気逃がし弁開による1次系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点での高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約3時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故時において、破損側蒸気発生器の隔離操作及び2次系強制冷却の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第 7.1.8.35 図に示す2次系強制冷却操作開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約5時間の操作時間</p>	<p>め、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を評価する。</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 時において、2次系強制冷却の操作時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第 2.8.3.1 図に示す2次系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約2時間の操作時間余裕があることを確認した。加圧器逃がし弁開放操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第 2.8.3.1 図に示す主蒸気逃がし弁開による1次系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点での高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約1時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故時において、破損側蒸気発生器の隔離操作及び2次系強制冷却の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第 2.8.3.2 図に示す2次系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約6時間の操作時間余</p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉炉急速減圧操作については、原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により、炉心はおおむね冠水維持されることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作については、隔離操作の実施の有無に関わらず、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の原子炉注水継続により、炉心は再冠水されることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.7.3)</p>	<p>【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違</p> <p>【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>を確認した。加圧器逃がし弁の開操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第2.8.37 図に示す主蒸気逃がし弁開による1次冷却系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点の高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約4時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員等によるクールダウンアンドリサーキュレーションにより、1次冷却系への注水、1次冷却系の減温、減圧を行うこと等により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.8.14、2.8.16)</p>	<p>余裕があることを確認した。加圧器逃がし弁開操作及び高圧注入系から充てん系への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第7.1.8.35 図に示す主蒸気逃がし弁開による1次系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点の高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約3時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員等によるクールダウンアンドリサーキュレーションによる1次系への注水、1次系の減温、減圧を行うこと等により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料7.1.8.13、7.1.8.14)</p>	<p>余裕があることを確認した。加圧器逃がし弁開放操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第2.8.3.2 図に示す主蒸気逃がし弁開による1次系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点の高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約5時間の操作時間余裕があること</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員等によるクールダウンアンドリサーキュレーションにより、1次系への注水、1次系の減温、減圧を行うこと等により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料2.8.14、2.8.15)</p>	<p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	<p>解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>2.8.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.8.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 18名である。したがって、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員 74名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シークエンス「格納容器バイパス」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シークエンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。</p> <p>なお、重要事故シークエンス「インターフェイスシステム LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、燃料及び電源の評価結果は同じであり、水源の評価結果は各々について以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>重要事故シークエンス「インターフェイスシステム LOCA」において、復水</p>	<p>7.1.8.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス」における重大事故等対策時に必要な要員は、「7.1.8.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり9名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す中央制御室の運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）の合計 33名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>なお、重要事故シークエンス「インターフェイスシステム LOCA」及び、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、燃料及び電源の評価結果は同じであり、水源の評価結果は各々について以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>重要事故シークエンス「インターフェイスシステム LOCA」時において、</p>	<p>2.8.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、「2.8.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 18名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員 118名で対応可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シークエンス「格納容器バイパス」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シークエンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。</p> <p>なお、重要事故シークエンス「インターフェイスシステム LOCA」及び、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、燃料及び電源の評価結果は同じであり、水源の評価結果は各々について以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>重要事故シークエンス「インターフェイスシステム LOCA」において、復</p>	<p>2.7.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 30名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の 30名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>(添付資料 2.7.4)</p>	<p>【大阪、高浜】 体制の相違 ・要員体制の差異</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・泊はシングルプラント評価のためツインプラントでの評価である大阪、高浜とは評価条件が異なる（女川と同様）</p> <p>【大阪、高浜】</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>ピット (1,035m³：有効水量) を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次冷却系の冷却については、復水ピットが枯渇するまでの約 18.7 時間の注水継続が可能であり、事象発生約 63 分後から健全側余熱除去系による冷却を実施した以降は、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要である。</p> <p>また、燃料取替用水ピット (約 1,860m³：有効水量) を水源とする高圧注入ポンプによる炉心注水については、事象発生約 63 分後に充てんポンプに切り替えて炉心注水を継続する。</p> <p>その後、余熱除去系統からの漏えい停止確認以降は、事象収束のための注水継続は不要である。</p> <p>重要事故シナシ「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、復水ピット (約 1,035m³：有効水量) を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次冷却系の冷却については、復水ピットが枯渇するまでの約 18.7 時間の注水継続が可能であり、事象発生約 2.3 時間後に余熱除</p>	<p>補助給水ピット (570m³：有効水量) を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次系冷却については、補助給水ピットが枯渇するまでの約 7.4 時間の注水継続が可能であるが、それまでに余熱除去系による炉心冷却が可能となる。余熱除去系に切替えた以降は、余熱除去系による炉心冷却を継続することにより、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要である。</p> <p>また、燃料取替用水ピット (1,700m³：有効水量) を水源とする高圧注入ポンプあるいは充てんポンプによる炉心注水については、事象発生後約 60 分後に高圧注入系から充てん系に切替えて炉心注水を継続する。</p> <p>余熱除去系統からの漏えい停止確認以降は、事象収束のための注水継続は不要である。</p> <p>重要事故シナシ「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」時において、補助給水ピット (570m³：有効水量) を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次系冷却については、補助給水ピットが枯渇するまでの約 7.4 時間の注水継続が可能であり、事象発生約 2.</p>	<p>水タンク (646m³：有効水量) を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次系冷却については、復水タンクが枯渇するまでの約 12.5 時間の注水継続が可能であり、この間に消防ポンプを用いた海水補給が可能である。</p> <p>また、燃料取替用水タンク (1,600m³：有効水量) を水源とする充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水については、事象発生約 62 分後に高圧注入から充てん注入に切り替えて炉心注水を継続する。</p> <p>その後、余熱除去系統からの漏えい停止確認以降は、事象収束のための注水継続は不要である。</p> <p>重要事故シナシ「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、復水タンク (646m³：有効水量) を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による2次系冷却については、復水タンクが枯渇するまでの約 12.5 時間の注水継続が可能であり、事象発生約 2.2 時間後に余</p>	<p>450m³ となり、流出量分の注水が必要となる。水源として、復水貯蔵タンクに約 1,192m³ の水を保有している。インターフェイスシステム LOCA により復水貯蔵タンクが使用できない場合においても、サブプレッションチェンバに約 2,800m³ の水を保有しており、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水並びに残留熱除去系 (サブプレッションプール水冷却モード) による格納容器除熱は、サブプレッションチェンバ内のプール水を水源とし、循環することから、水源が枯渇することはない。これにより必要な水量が確保可能であり、7 日間の継続実施が可能である。</p>	<p>設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>・補助給水ピット水量の差異により注水継続時間が異なる</p> <p>【高浜】 設計の相違</p> <p>・泊、大阪は1系統の漏えいのため、健全側の余熱除去系が使用可能</p> <p>【大阪】 記載方針の相違</p> <p>【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>去系による冷却に切り替えた以降は、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要である。また、燃料取替用水ピット（約 1,860m³：有効水量）を水源とする高圧注入ポンプによる炉心注水については、事象発生約 36 分後に充てんポンプに切り替えて炉心注水を継続する。</p> <p>その後、1次冷却系の減圧操作により、蒸気発生器2次側圧力と均圧し、破損側蒸気発生器からの漏えいが停止した以降は、事象収束のための注水継続は不要である。なお、余熱除去系の接続に失敗した場合においては、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリード運転を実施するとともに、代替再循環運転へ切り替えることにより長期冷却が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 594.7kLの重油が必要となる。</p>	<p>0 時間後に余熱除去系による冷却に切り替えた以降は、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要である。また、燃料取替用水ピット（1,700m³：有効水量）を水源とする高圧注入ポンプあるいは充てんポンプによる炉心注水については、事象発生約 37 分後に高圧注入系から充てん系に切替えて炉心注水を継続する。</p> <p>その後、1次系の減圧操作により、蒸気発生器2次側圧力と均圧し、破損側蒸気発生器からの漏えいが停止した以降は、事象収束のための注水継続は不要である。なお、余熱除去系の接続に失敗した場合においては、充てん注入によるフィードアンドブリード運転を実施するとともに、代替再循環運転へ切替えることにより長期冷却が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 527.1kLの軽油が必要となる。</p>	<p>熱除去系による冷却に切り替えた移行は、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要である。また、燃料取替用水タンク（1,600m³：有効水量）を水源とする充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水については、事象発生約 47 分後に高圧注入から充てん注入に切り替えて炉心注水を継続する。</p> <p>その後、1次系の減圧操作により、蒸気発生器2次側圧力と均圧し、破損蒸気発生器からの漏えいが停止した以降は、事象収束のための注水継続は不要である。なお、余熱除去系の接続に失敗した場合においては、充てん注入によるフィードアンドブリード運転を実施するとともに、代替再循環運転へ切り替えることにより長期冷却が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約 450.9kLの重油が必要となる。</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約 735kLの軽油が必要となる。大容量送水ポンプ（タイプ I）による復水貯蔵タンクへの給水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプ I）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 32kLの軽油が必要となる。常設代替交流電源設備については、重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの、外部電源喪失により自動起動す</p>	<p>・補助給水ピット水量の差異により注水継続時間が異なる</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大阪】 記載方針の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>・必要な燃料量の相違</p> <p>・泊は軽油のみを使用する</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約3.1kLの重油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約597.8kLとなるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計容量(620kL)にて供給可能である。</p> <p>c. 電源 ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。 (添付資料2.1.12)</p>	<p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約7.4kLの軽油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な軽油はこれらを合計して約534.5kLとなるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおりディーゼル発電機燃料油貯油槽の油量(540kL)にて供給可能である。</p> <p>c. 電源 ディーゼル発電機の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷が設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。 (添付資料7.1.8.17)</p>	<p>電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約2.8kLの重油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約453.7kLとなるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯油そうの合計油量(460kL)にて供給可能である。</p> <p>c. 電源 ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。 (添付資料2.1.12)</p>	<p>ることから、保守的に事象発生後24時間、緊急用電気品建屋への電源供給を想定した場合、約25kLの軽油が必要となる。</p> <p>軽油タンク(約755kL)及びガスタービン発電設備軽油タンク(約300kL)にて合計約1,055kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給及び大容量送水ポンプ(タイプI)による復水貯蔵タンクへの給水について、7日間の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの電源車(緊急時対策所用)の運転を想定すると、7日間の運転継続に約17kLの軽油が必要となるが、緊急時対策所軽油タンク(約18kL)の使用が可能であることから、7日間の継続が可能である(合計使用量約809kL)。</p> <p>c. 電源 外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。 また、緊急時対策所への電源供給を行う電源車(緊急時対策所用)に</p>	<p>【大阪、高浜】 設備名称の相違 【大阪、高浜】 設計の相違 ・必要な燃料量の相違 ・泊は軽油のみを使用する 【女川】 記載方針の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
			ついても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。	・泊では各設備の設計方針はSAまとめ資料で説明しており改めて有効性評価には記載しない方針 ・緊急時の電源：SA61条にて緊急時対策所用発電機1台で電源供給可能な容量を有すること

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>2.8.5 結論</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス」では、1次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シークエンスグループ「格納容器バイパス」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として主蒸気逃がし弁、高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備しており、さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリードを整備している。長期対策として余熱除去系による炉心冷却を整備する。また、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備している。</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス」の重要事故シークエンス「インターフェイスシステム LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、運転員等操作によるクールダウンアンドリサーキュレーション等を実施することにより、炉心が露出することはない。</p>	<p>7.1.8.5 結論</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス」では、1次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シークエンスグループ「格納容器バイパス」に対する炉心損傷防止対策としては、非常用炉心冷却設備等により炉心注水を確保しつつ、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次系強制冷却及び加圧器逃がし弁による1次系の減圧を行うことにより漏えい量を抑制し、余熱除去系による炉心冷却を行うクールダウンアンドリサーキュレーションを、長期的な炉心冷却を可能とするため、余熱除去系による炉心冷却を整備している。さらに、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」においては、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いたフィードアンドブリードを、長期的な炉心冷却を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備している。</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス」の重要事故シークエンス「インターフェイスシステム LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、運転員等操作によるクールダウンアンドリサーキュレーション等を実施することにより、炉心が露出することはない。</p>	<p>2.8.5 結論</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス」では、1次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シークエンスグループ「格納容器バイパス」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として主蒸気逃がし弁、充てん／高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備しており、さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリードを整備している。長期対策として主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、及び余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備している。</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス」の重要事故シークエンス「インターフェイスシステム LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、運転員等操作によるクールダウンアンドリサーキュレーション等を実施することにより、炉心が露出することはない。</p>	<p>2.7.5 結論</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、格納容器外へ原子炉冷却材が流出することで、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シークエンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」の重要事故シークエンス「ISLOCA」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水並びに残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷す</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違</p> <p>【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 設計の相違</p> <p>・高浜は余熱除去系統2系統漏えいに対し泊、大飯は1系統漏えいであり、長期冷却は余熱除去系により達成可能</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>重大事故等対策要員は、本事故シナシグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源について、外部電源喪失を仮定しても供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シナシグループ「格納容器バイパス」において、クールダウンアンドリサーキュレーション等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナシグループ「格納容器バイパス」に対して有効であり、事故シナシグループ「格納容器バイパス」に対して有効である。</p>	<p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>発電所災害対策要員は、本事故シナシグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失を仮定しても供給可能である。</p> <p>以上のことから、クールダウンアンドリサーキュレーション等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナシグループ「格納容器バイパス」に対して有効である。</p>	<p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>重大事故等対策要員は、本事故シナシグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失を仮定しても供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シナシグループ「格納容器バイパス」において、クールダウンアンドリサーキュレーション等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナシグループ「格納容器バイパス」に対して有効である。</p>	<p>ることはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧、運転員の破断箇所隔離による漏えい停止、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナシグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」に対して有効である。</p>	<p>【大阪、高浜】 要員名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・泊では文章内で重 複する表現のため記 載してない（伊方と 同様）</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

第 2.8.1 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
 (インターフェースシステムLOCA) (1/3)

判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備	計装設備
a. プラントトリップの確認	<ul style="list-style-type: none"> 警報の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 非常用冷却及び非常用蒸気発生機を稼働し、炉内電圧及び炉内電圧の異常を監視する。 	-	-	出力監視中性子束 中性子線領域中性子束
b. 安全注入シーケンス作動状況の確認	<ul style="list-style-type: none"> 「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が受信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入が動作することを確認する。 	燃料取扱用本ユニット 蓄圧注入ポンプ	-	蓄圧注入流量 余熱除去流量 燃料取扱用本ユニット水位 1次冷却材圧力
c. 蓄圧注入系動作の確認	<ul style="list-style-type: none"> 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入が動作することを確認する。 	蓄圧タンク	-	1次冷却材圧力 加圧部水位
d. 余熱除去系統からの漏えいの判断	<ul style="list-style-type: none"> 余熱除去系統からの漏えいの発生が検出され、炉内水位及び炉内電圧の低下、補助建屋内放射線監視モニタの指示上昇、蒸気発生機異常発生、監視システムLOCAの発生を判断する。 	-	-	-

【1】は有効性評価上期待しない重大事故

第 7.1.8.1 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
 (インターフェースシステムLOCA) (1/3)

判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備	計装設備
a. プラントトリップの確認	<ul style="list-style-type: none"> 警報の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 非常用冷却及び非常用蒸気発生機を稼働し、炉内電圧及び炉内電圧の異常を監視する。 	-	-	出力監視中性子束 中性子線領域中性子束
b. 安全注入シーケンス作動状況の確認	<ul style="list-style-type: none"> 「ECS作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が受信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入が動作することを確認する。 	燃料取扱用本ユニット 蓄圧注入ポンプ	-	蓄圧注入流量 燃料取扱用本ユニット水位 1次冷却材圧力 (LOCA)
c. 蓄圧注入系動作の確認	<ul style="list-style-type: none"> 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入が動作することを確認する。 	蓄圧タンク	-	1次冷却材圧力 (LOCA) 加圧部水位 燃料取扱用本ユニット水位 蓄圧タンク圧力
d. 余熱除去系統からの漏えいの判断	<ul style="list-style-type: none"> 余熱除去系統からの漏えいの発生が検出され、炉内水位及び炉内電圧の低下、補助建屋内放射線監視モニタの指示上昇、蒸気発生機異常発生、監視システムLOCAの発生を判断する。 	-	-	-

【1】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

第 2.8.1.1 表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
 (インターフェースシステムLOCA) (1/3)

判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備	計装設備
a. プラントトリップの確認	<ul style="list-style-type: none"> 警報の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 非常用冷却及び非常用蒸気発生機を稼働し、炉内電圧及び炉内電圧の異常を監視する。 	-	-	出力監視中性子束 中性子線領域中性子束
b. 安全注入シーケンス作動状況の確認	<ul style="list-style-type: none"> 「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が受信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入が動作することを確認する。 	燃料取扱用本ユニット 蓄圧注入ポンプ	-	蓄圧注入流量 余熱除去流量 燃料取扱用本ユニット水位 1次冷却材圧力
c. 蓄圧注入系動作の確認	<ul style="list-style-type: none"> 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入が動作することを確認する。 	蓄圧タンク	-	1次冷却材圧力
d. 余熱除去系統からの漏えいの判断	<ul style="list-style-type: none"> 余熱除去系統からの漏えいの発生が検出され、炉内水位及び炉内電圧の低下、補助建屋内放射線監視モニタの指示上昇、蒸気発生機異常発生、監視システムLOCAの発生を判断する。 	-	-	1次冷却材圧力 加圧部水位 燃料取扱用本ユニット水位 蓄圧タンク圧力

【1】は有効性評価上期待しない重大事故

第 2.7.1 表 「格納容器バイパス (インターフェースシステムLOCA)」の重大事故等対策について (1/3)

判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備	計装設備
インターフェースシステムLOCA発生	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉トリップ及びタービントリップを確認し、非常用冷却及び非常用蒸気発生機を稼働し、炉内電圧及び炉内電圧の異常を監視する。 「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が受信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入が動作することを確認する。 	燃料取扱用本ユニット 蓄圧注入ポンプ	-	蓄圧注入流量 余熱除去流量 燃料取扱用本ユニット水位 1次冷却材圧力
蓄圧注入系動作の確認	<ul style="list-style-type: none"> 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入が動作することを確認する。 	蓄圧タンク	-	1次冷却材圧力
余熱除去系統からの漏えいの判断	<ul style="list-style-type: none"> 余熱除去系統からの漏えいの発生が検出され、炉内水位及び炉内電圧の低下、補助建屋内放射線監視モニタの指示上昇、蒸気発生機異常発生、監視システムLOCAの発生を判断する。 	-	-	1次冷却材圧力 加圧部水位 燃料取扱用本ユニット水位 蓄圧タンク圧力

※ 電力会社の対象となっている設備も重大事故等対策設備に位置づけられているものがある。

【大阪、高浜】
 名称等の相違
 ・設備仕様等の差異により「手順」
 「重大事故等対策設備」の記載、名称が異なる

7.1.8 格納容器パイパス

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

第 2.8.1.1 表 「格納容器パイパス」における重大事故等対策について (インターフェースシステムLOCA) (2/3)

項目及び内容	定期	実効措置	可視措置	追加措置
4. 赤熱炉管監視機能	・ 中央制御室での操作による赤熱炉管モニタリング装置の動作確認を行う。赤熱炉管モニタリング装置の動作確認を行う。赤熱炉管モニタリング装置の動作確認を行う。赤熱炉管モニタリング装置の動作確認を行う。	—	—	1. 赤熱炉管モニタリング装置の動作確認を行う。
5. 赤熱炉管冷却の監視装置の増設及び可変機能	・ 中央制御室にて主送風機が、停止を指示し、送風機停止装置による1次冷却水の供給、減圧ポンプ、減圧ポンプ、減圧ポンプの動作確認を行う。	【格納容器冷却水ポンプ】	—	1. 赤熱炉管冷却装置の動作確認を行う。
6. 炉圧低下に伴う監視機能の増設	・ 赤熱炉管冷却装置の監視機能の増設を行う。	—	—	1. 赤熱炉管冷却装置の動作確認を行う。

第 2.8.1.1 表 「格納容器パイパス」における重大事故等対策について (インターフェースシステムLOCA) (2/3)

時期	実効措置	可視措置	追加措置
0. 定期検査実施時期	・ 中央制御室にて主送風機が、停止を指示し、送風機停止装置による1次冷却水の供給、減圧ポンプ、減圧ポンプ、減圧ポンプの動作確認を行う。	—	—
1. 赤熱炉管冷却の監視装置の増設及び可変機能	・ 中央制御室にて主送風機が、停止を指示し、送風機停止装置による1次冷却水の供給、減圧ポンプ、減圧ポンプ、減圧ポンプの動作確認を行う。	【格納容器冷却水ポンプ】	—
2. 炉圧低下に伴う監視機能の増設	・ 中央制御室にて主送風機が、停止を指示し、送風機停止装置による1次冷却水の供給、減圧ポンプ、減圧ポンプ、減圧ポンプの動作確認を行う。	—	—

第 2.8.1.1 表 「格納容器パイパス」における重大事故等対策について (インターフェースシステムLOCA) (2/3)

時期	実効措置	可視措置	追加措置
0. 定期検査実施時期	・ 中央制御室にて主送風機が、停止を指示し、送風機停止装置による1次冷却水の供給、減圧ポンプ、減圧ポンプ、減圧ポンプの動作確認を行う。	—	—
1. 赤熱炉管冷却の監視装置の増設及び可変機能	・ 中央制御室にて主送風機が、停止を指示し、送風機停止装置による1次冷却水の供給、減圧ポンプ、減圧ポンプ、減圧ポンプの動作確認を行う。	【格納容器冷却水ポンプ】	—
2. 炉圧低下に伴う監視機能の増設	・ 中央制御室にて主送風機が、停止を指示し、送風機停止装置による1次冷却水の供給、減圧ポンプ、減圧ポンプ、減圧ポンプの動作確認を行う。	—	—

第 2.8.1.1 表 「格納容器パイパス (インターフェースシステムLOCA)」の重大事故等対策について (2/3)

項目	実効措置	可視措置	追加措置
格納容器パイパス	・ 中央制御室にて主送風機が、停止を指示し、送風機停止装置による1次冷却水の供給、減圧ポンプ、減圧ポンプ、減圧ポンプの動作確認を行う。	—	—
インターフェースシステムLOCA	・ 中央制御室にて主送風機が、停止を指示し、送風機停止装置による1次冷却水の供給、減圧ポンプ、減圧ポンプ、減圧ポンプの動作確認を行う。	—	—
中央制御室での監視機能の増設及び可変機能	・ 中央制御室にて主送風機が、停止を指示し、送風機停止装置による1次冷却水の供給、減圧ポンプ、減圧ポンプ、減圧ポンプの動作確認を行う。	—	—
炉圧低下に伴う監視機能の増設	・ 中央制御室にて主送風機が、停止を指示し、送風機停止装置による1次冷却水の供給、減圧ポンプ、減圧ポンプ、減圧ポンプの動作確認を行う。	—	—

差異の説明

【大阪、高浜】
 名称等の相違
 ・ 設備仕様等の差異により「手順」「重大事故等対処設備」の記載、名称が異なる

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

第2.8.1表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
 (インターフェースシステムLOCA) (3/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対策	可搬設備	非可搬設備	相違設備
1. 高圧注入から戻ってループへの切替え	・ 高圧注入の冷却機能確保の必要を考慮していること ・ 1を認識し、高圧注入から戻るとループへの切替え を要する。	高圧注入ポンプ 緊急冷却ポンプ ループ内電機 燃料冷却ポンプ 高圧注入ポンプ	高圧注入ポンプ 緊急冷却ポンプ ループ内電機 燃料冷却ポンプ 高圧注入ポンプ	高圧注入ポンプ 緊急冷却ポンプ ループ内電機 燃料冷却ポンプ 高圧注入ポンプ	高圧注入ポンプ 緊急冷却ポンプ ループ内電機 燃料冷却ポンプ 高圧注入ポンプ
2. 蓄圧タンク出口弁閉止	・ 二次冷却回路圧力異常が 0.6MPa(表)になり、蓄圧タンク出口弁を閉止する。	蓄圧タンク出口弁	蓄圧タンク出口弁	蓄圧タンク出口弁	蓄圧タンク出口弁
3. 現場での余熱除去設備の稼働及び余熱除去設備からの漏えい等の確認	・ 漏えいした場合余熱除去ポンプの入口弁（ラインバックアップ弁）を閉止し、高圧注入から戻るとループへの切替えを要する。 ・ 現場での余熱除去設備の稼働及び余熱除去設備からの漏えい等の確認	余熱除去ポンプ入口弁 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ	余熱除去ポンプ入口弁 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ	余熱除去ポンプ入口弁 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ	1. 高圧注入ポンプ 緊急冷却ポンプ ループ内電機 燃料冷却ポンプ 高圧注入ポンプ 蓄圧タンク出口弁
4. 現場での余熱除去設備の稼働及び余熱除去設備からの漏えい等の確認	・ 高圧注入から戻るとループへの切替えを要する。 ・ 現場での余熱除去設備の稼働及び余熱除去設備からの漏えい等の確認	余熱除去ポンプ入口弁 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ	余熱除去ポンプ入口弁 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ	余熱除去ポンプ入口弁 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ	1. 高圧注入ポンプ 緊急冷却ポンプ ループ内電機 燃料冷却ポンプ 高圧注入ポンプ 蓄圧タンク出口弁

【1】は有効性評価上期待しない重大事故

第7.1.8.1表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
 (インターフェースシステムLOCA) (3/3)

判断及び操作	手順	高圧設備	可搬設備	非可搬設備	相違設備
1. 蓄圧タンク出口弁閉止	・ 高圧注入から戻るとループへの切替えを要する。 ・ 蓄圧タンク出口弁を閉止する。	蓄圧タンク出口弁	蓄圧タンク出口弁	蓄圧タンク出口弁	蓄圧タンク出口弁
2. 高圧注入から戻るとループへの切替え	・ 高圧注入から戻るとループへの切替えを要する。 ・ 蓄圧タンク出口弁を閉止する。	高圧注入ポンプ 緊急冷却ポンプ ループ内電機 燃料冷却ポンプ 高圧注入ポンプ	高圧注入ポンプ 緊急冷却ポンプ ループ内電機 燃料冷却ポンプ 高圧注入ポンプ	高圧注入ポンプ 緊急冷却ポンプ ループ内電機 燃料冷却ポンプ 高圧注入ポンプ	高圧注入ポンプ 緊急冷却ポンプ ループ内電機 燃料冷却ポンプ 高圧注入ポンプ
3. 現場での余熱除去設備の稼働及び余熱除去設備からの漏えい等の確認	・ 漏えいした場合余熱除去ポンプの入口弁（ラインバックアップ弁）を閉止し、高圧注入から戻るとループへの切替えを要する。 ・ 現場での余熱除去設備の稼働及び余熱除去設備からの漏えい等の確認	余熱除去ポンプ入口弁 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ	余熱除去ポンプ入口弁 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ	余熱除去ポンプ入口弁 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ	1. 高圧注入ポンプ 緊急冷却ポンプ ループ内電機 燃料冷却ポンプ 高圧注入ポンプ 蓄圧タンク出口弁

【1】は有効性評価上期待しない重大事故等対策

第2.8.1.1表 「格納容器バイパス」における重大事故等対策について
 (インターフェースシステムLOCA) (3/3)

判断及び操作	手順	可搬設備	非可搬設備	相違設備
1. 高圧注入から戻るとループへの切替え	・ 高圧注入から戻るとループへの切替えを要する。 ・ 蓄圧タンク出口弁を閉止する。	高圧注入ポンプ 緊急冷却ポンプ ループ内電機 燃料冷却ポンプ 高圧注入ポンプ	高圧注入ポンプ 緊急冷却ポンプ ループ内電機 燃料冷却ポンプ 高圧注入ポンプ	高圧注入ポンプ 緊急冷却ポンプ ループ内電機 燃料冷却ポンプ 高圧注入ポンプ
2. 蓄圧タンク出口弁閉止	・ 二次冷却回路圧力異常が 0.6MPa(表)になり、蓄圧タンク出口弁を閉止する。	蓄圧タンク出口弁	蓄圧タンク出口弁	蓄圧タンク出口弁
3. 現場での余熱除去設備の稼働及び余熱除去設備からの漏えい等の確認	・ 漏えいした場合余熱除去ポンプの入口弁（ラインバックアップ弁）を閉止し、高圧注入から戻るとループへの切替えを要する。 ・ 現場での余熱除去設備の稼働及び余熱除去設備からの漏えい等の確認	余熱除去ポンプ入口弁 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ	余熱除去ポンプ入口弁 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ	余熱除去ポンプ入口弁 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ

【1】は有効性評価上期待しない重大事故

第2.7.1表 「格納容器バイパス (インターフェースシステムLOCA)」の重大事故等対策について (3/3)

判断及び操作	手順	可搬設備	非可搬設備	相違設備
1. 高圧注入から戻るとループへの切替え	・ 高圧注入から戻るとループへの切替えを要する。 ・ 蓄圧タンク出口弁を閉止する。	高圧注入ポンプ 緊急冷却ポンプ ループ内電機 燃料冷却ポンプ 高圧注入ポンプ	高圧注入ポンプ 緊急冷却ポンプ ループ内電機 燃料冷却ポンプ 高圧注入ポンプ	高圧注入ポンプ 緊急冷却ポンプ ループ内電機 燃料冷却ポンプ 高圧注入ポンプ
2. 蓄圧タンク出口弁閉止	・ 二次冷却回路圧力異常が 0.6MPa(表)になり、蓄圧タンク出口弁を閉止する。	蓄圧タンク出口弁	蓄圧タンク出口弁	蓄圧タンク出口弁
3. 現場での余熱除去設備の稼働及び余熱除去設備からの漏えい等の確認	・ 漏えいした場合余熱除去ポンプの入口弁（ラインバックアップ弁）を閉止し、高圧注入から戻るとループへの切替えを要する。 ・ 現場での余熱除去設備の稼働及び余熱除去設備からの漏えい等の確認	余熱除去ポンプ入口弁 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ	余熱除去ポンプ入口弁 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ	余熱除去ポンプ入口弁 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去ポンプ

【1】は有効性評価上期待しない重大事故

差異の説明

【大飯、高浜】
 名称等の相違
 ・ 設備仕様等の差異により「手順」
 「重大事故等対処設備」の記載、名称が異なる

【高浜】
 設計の相違
 ・ 泊、大飯は余熱除去系1系統からの漏えいを想定しており、健全側の余熱除去系が使用可能であるため、切替操作を記載（伊方と同様）

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器パイパス

大阪発電所3/4号炉

第2.8.2表 「格納容器パイパス」における重大事故等対策について
 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (1/4)

種類及び動作	手順	重大事故等対策設備	可搬設備	計設設備	差異の説明
a. プラントトリップの機能	・事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びターボトリップを構成する。 ・非常用電源及び非常用電源の電圧を監視し、所内電源及び非常用電源の異常を判断する。	可搬設備	—	出力監視中性子室 中間領域中性子室 中性子測定用中性子室	—
b. 安全注入システム動作 の機能	・安全注入システム「警報」により非常用電源の供給 作動開始が完了し、安全注入システムが作動 していることを確認する。	燃料隔離ポンプ 冷却水ポンプ 安全注入ポンプ	—	高圧注入装置 燃料隔離ポンプ 冷却水ポンプ 安全注入ポンプ	—
c. 蒸気発生器伝熱管の漏 れ の検出	・蒸気発生器伝熱管の漏れを検知する。蒸気発生器伝熱管の漏れにより、蒸気発生器伝熱管の破損が検出され、蒸気発生器伝熱管の破損が検出される。	—	—	蒸気発生器伝熱管 安全注入ポンプ 冷却水ポンプ 安全注入ポンプ	—
d. 燃料冷却ポンプ駆動及 び補助冷却水循環立 の機能	・安全注入システム「警報」により、燃料冷却ポンプの自動起動及び補助冷却水循環が開始していることを確認する。	燃料冷却ポンプ 補助冷却水ポンプ	—	燃料冷却ポンプ 補助冷却水ポンプ 安全注入ポンプ 冷却水ポンプ	—
e. 破損側蒸気発生器の隔 断	・破損側蒸気発生器の隔離動作として、破損側蒸気発生器への補助冷却水供給、蒸気発生器の隔離動作を行う。	—	—	燃料冷却ポンプ 補助冷却水ポンプ 安全注入ポンプ 冷却水ポンプ	—

【 1 】は有効性評価上期待しない重大事故

泊発電所3号炉

第7.1.8.2表 「格納容器パイパス」における重大事故等対策について
 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故) (1/4)

種類及び動作	手順	計設設備	可搬設備	計設設備	差異の説明
a. プラントトリップの機能	・事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びターボトリップを構成する。 ・非常用電源及び非常用電源の電圧を監視し、所内電源及び非常用電源の異常を判断する。	—	—	出力監視中性子室 中間領域中性子室 中性子測定用中性子室	—
b. 安全注入システム動作 の機能	・安全注入システム「警報」により非常用電源の供給 作動開始が完了し、安全注入システムが作動 していることを確認する。	燃料冷却ポンプ 冷却水ポンプ 安全注入ポンプ	—	高圧注入装置 燃料隔離ポンプ 冷却水ポンプ 安全注入ポンプ	—
c. 蒸気発生器伝熱管の漏 れ の検出	・蒸気発生器伝熱管の漏れを検知する。蒸気発生器伝熱管の漏れにより、蒸気発生器伝熱管の破損が検出され、蒸気発生器伝熱管の破損が検出される。	—	—	蒸気発生器伝熱管 安全注入ポンプ 冷却水ポンプ 安全注入ポンプ	—
d. 燃料冷却ポンプ駆動及 び補助冷却水循環立 の機能	・安全注入システム「警報」により、燃料冷却ポンプの自動起動及び補助冷却水循環が開始していることを確認する。	燃料冷却ポンプ 補助冷却水ポンプ	—	燃料冷却ポンプ 補助冷却水ポンプ 安全注入ポンプ 冷却水ポンプ	—
e. 破損側蒸気発生器の隔 断	・破損側蒸気発生器の隔離動作として、破損側蒸気発生器への補助冷却水供給、蒸気発生器の隔離動作を行う。	—	—	燃料冷却ポンプ 補助冷却水ポンプ 安全注入ポンプ 冷却水ポンプ	—

【 1 】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

高浜発電所3/4号炉

第2.8.1.2表 「格納容器パイパス」における重大事故等対策について
 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (1/4)

種類及び動作	手順	計設設備	可搬設備	計設設備	差異の説明
a. プラントトリップの機能	・事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びターボトリップを構成する。 ・非常用電源及び非常用電源の電圧を監視し、所内電源及び非常用電源の異常を判断する。	—	—	出力監視中性子室 中間領域中性子室 中性子測定用中性子室	—
b. 安全注入システム動作 の機能	・安全注入システム「警報」により非常用電源の供給 作動開始が完了し、安全注入システムが作動 していることを確認する。	燃料冷却ポンプ 冷却水ポンプ 安全注入ポンプ	—	高圧注入装置 燃料隔離ポンプ 冷却水ポンプ 安全注入ポンプ	—
c. 蒸気発生器伝熱管の漏 れ の検出	・蒸気発生器伝熱管の漏れを検知する。蒸気発生器伝熱管の漏れにより、蒸気発生器伝熱管の破損が検出され、蒸気発生器伝熱管の破損が検出される。	—	—	蒸気発生器伝熱管 安全注入ポンプ 冷却水ポンプ 安全注入ポンプ	—
d. 燃料冷却ポンプ駆動及 び補助冷却水循環立 の機能	・安全注入システム「警報」により、燃料冷却ポンプの自動起動及び補助冷却水循環が開始していることを確認する。	燃料冷却ポンプ 補助冷却水ポンプ	—	燃料冷却ポンプ 補助冷却水ポンプ 安全注入ポンプ 冷却水ポンプ	—
e. 破損側蒸気発生器の隔 断	・破損側蒸気発生器の隔離動作として、破損側蒸気発生器への補助冷却水供給、蒸気発生器の隔離動作を行う。	—	—	燃料冷却ポンプ 補助冷却水ポンプ 安全注入ポンプ 冷却水ポンプ	—

【 1 】は有効性評価上期待しない重大事故

女川原子力発電所2号炉

差異の説明

【大阪、高浜】
 名称等の相違
 ・設備仕様等の差異により「手順」「重大事故等対処設備」の記載、名称が異なる

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器パイパス

第2.8.2表 「格納容器パイパス」における重大事故等対策について
 （蒸気発生器伝熱管破損+破損個蒸気発生器隔離失敗）（2/4）

対策及び設備	手順	重大事故等発生設備	対策設備	可動設備	対策設備
a. 破損個蒸気発生器圧力の上昇に起因する破損個蒸気発生器の隔離と、破損個蒸気発生器圧力の上昇を抑制するための格納容器パイパスの動作 b. 破損個蒸気発生器の圧力の上昇を抑制するための格納容器パイパスの動作	・破損個蒸気発生器の隔離完了後に、破損個蒸気発生器圧力が規程値以下に低下し、格納容器パイパスの動作が停止する。 ・格納容器パイパスの動作が停止する。	破損個蒸気発生器の隔離動作 破損個蒸気発生器の圧力の上昇を抑制するための格納容器パイパスの動作	破損個蒸気発生器の隔離動作 破損個蒸気発生器の圧力の上昇を抑制するための格納容器パイパスの動作	破損個蒸気発生器の隔離動作 破損個蒸気発生器の圧力の上昇を抑制するための格納容器パイパスの動作	破損個蒸気発生器の隔離動作 破損個蒸気発生器の圧力の上昇を抑制するための格納容器パイパスの動作

【1】は有効性評価上開示しない重大事故

泊発電所3号炉

第7.1.8.2表 「格納容器パイパス」における重大事故等対策について
 （蒸気発生器伝熱管破損時に破損個蒸気発生器の隔離に失敗する事故）（2/4）

対策及び設備	手順	重大事故等発生設備	対策設備	可動設備	対策設備
a. 破損個蒸気発生器の圧力の上昇に起因する破損個蒸気発生器の隔離と、破損個蒸気発生器の圧力の上昇を抑制するための格納容器パイパスの動作 b. 破損個蒸気発生器の圧力の上昇を抑制するための格納容器パイパスの動作	・破損個蒸気発生器の隔離完了後に、破損個蒸気発生器の隔離動作が正常に完了し、格納容器パイパスの動作が停止する。 ・破損個蒸気発生器の隔離動作が正常に完了し、格納容器パイパスの動作が停止する。	破損個蒸気発生器の隔離動作 破損個蒸気発生器の圧力の上昇を抑制するための格納容器パイパスの動作	タービン起動補助動水ポンプ 電動機給水ポンプ 電動機給水ポンプ タービン給水ポンプ タービン給水ポンプ タービン給水ポンプ	タービン起動補助動水ポンプ 電動機給水ポンプ タービン給水ポンプ タービン給水ポンプ タービン給水ポンプ	タービン起動補助動水ポンプ 電動機給水ポンプ タービン給水ポンプ タービン給水ポンプ タービン給水ポンプ

【1】は有効性評価上開示しない重大事故

高浜発電所3/4号炉

第2.8.3.2表 「格納容器パイパス」における重大事故等対策について
 （蒸気発生器伝熱管破損+破損個蒸気発生器隔離失敗）（9/4）

対策及び設備	手順	重大事故等発生設備	対策設備	可動設備	対策設備
a. 破損個蒸気発生器の圧力の上昇に起因する破損個蒸気発生器の隔離と、破損個蒸気発生器の圧力の上昇を抑制するための格納容器パイパスの動作 b. 破損個蒸気発生器の圧力の上昇を抑制するための格納容器パイパスの動作	・破損個蒸気発生器の隔離完了後に、破損個蒸気発生器の隔離動作が正常に完了し、格納容器パイパスの動作が停止する。 ・破損個蒸気発生器の隔離動作が正常に完了し、格納容器パイパスの動作が停止する。	破損個蒸気発生器の隔離動作 破損個蒸気発生器の圧力の上昇を抑制するための格納容器パイパスの動作	タービン起動補助動水ポンプ 電動機給水ポンプ 電動機給水ポンプ タービン給水ポンプ タービン給水ポンプ	タービン起動補助動水ポンプ 電動機給水ポンプ タービン給水ポンプ タービン給水ポンプ タービン給水ポンプ	タービン起動補助動水ポンプ 電動機給水ポンプ タービン給水ポンプ タービン給水ポンプ タービン給水ポンプ

【1】は有効性評価上開示しない重大事故

女川原子力発電所2号炉

【大阪、高浜】
 名称等の相違
 ・設備仕様等の差異により「手順」「重大事故等対処設備」の記載、名称が異なる

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器パイパス

第 2.8.2 表 「格納容器パイパス」における重大事故等対策について
 （蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）（4/4）

判断及び操作	手順	重大事故等対応設備	
		常設設備	計装設備
n. 代替再循環運転への切替	<ul style="list-style-type: none"> 長期対策として、余熱除去系統が稼働中下部の場合、格納容器再循環ポンプ水位（広域）監視指示が再循環運転可能水位（広域）に再循環運転開始水位の水位低下の可能性を考慮した水位 61%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。 代替再循環運転に切り替える前、冷却材再循環ポンプから格納容器スプレイポンプへ冷却材を供給し、格納容器スプレイポンプより炉心へ注水すること、確率的な炉心冷却を行う。 	A 格納容器スプレイポンプ (RHR) SCS 運転ライン(使用) A 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ プラスリール発電機 燃料油行放タンク 重油タンク	格納容器再循環ポンプ水位 (広域) 水位 (広域) 格納容器再循環ポンプ水位 (広域) 水圧 (広域) 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 余熱除去流量 加圧器水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故

大阪発電所3/4号炉

泊発電所3号炉

第 7.1.8.2 表 「格納容器パイパス」における重大事故等対策について
 （蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）（4/4）

判断及び操作	手順	重大事故等対応設備	
		常設設備	計装設備
n. 代替再循環運転への切替	<ul style="list-style-type: none"> 長期対策として、余熱除去系統が稼働中下部の場合、格納容器再循環ポンプ水位（広域）監視指示が再循環運転可能水位（広域）に再循環運転開始水位の水位低下の可能性を考慮した水位 70%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。 代替再循環運転に切り替える前、冷却材再循環ポンプから格納容器スプレイポンプへ冷却材を供給し、格納容器スプレイポンプより炉心へ注水すること、確率的な炉心冷却を行う。 	B-1 格納容器スプレイポンプ B-1 格納容器再循環ポンプ B-2 格納容器再循環ポンプ プラスリール発電機 燃料油行放タンク	格納容器再循環ポンプ水位 (広域) 1 200kPa 圧力 (広域) 1 200kPa 圧力 (広域) B-1 格納容器スプレイポンプ出口 温度 (100kPa) 加圧器水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備

高浜発電所3/4号炉

女川原子力発電所2号炉

差異の説明

第 2.8.1.2 表 「格納容器パイパス」における重大事故等対策について
 （蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）（4/4）

判断及び操作	手順	重大事故等対応設備	
		常設設備	計装設備
n. 代替再循環運転への切替	<ul style="list-style-type: none"> 長期対策として、余熱除去系統が使用不能の場合、格納容器再循環ポンプ広域水位指示が再循環運転可能水位 (67%) に再循環運転開始水位の水位低下の可能性を考慮した水位 72%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。 代替再循環運転に切り替える前、冷却材再循環ポンプから格納容器スプレイポンプへ冷却材を供給し、格納容器スプレイポンプより炉心へ注水すること、確率的な炉心冷却を行う。 原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器周囲風の流量に応じて格納容器再循環ポンプを運転し機能的に行う。 	A 格納容器スプレイポンプ A 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ プラスリール発電機 デイジーセル発電機 燃料油貯蔵タンク	格納容器再循環ポンプ 広域水位 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ 1 次冷却材低温側温度 (広域) 1 次冷却材高温側温度 (広域) 1 次冷却材圧力 余熱除去流量 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位

【 】は有効性評価上期待しない重大事故

【大阪、高浜】
 名称等の相違
 ・設備仕様等の差異により「手順」
 「重大事故等対処設備」の記載、名称が異なる

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器パイパス

大阪発電所3/4号炉		
項目	主要解析条件	
解析コード	M-RE-LAP5	
炉心出力 (初期)	100%@3.11MW@1.02	
1次冷却圧力 (初期)	15.41+0.21MPa@age1	
1次冷却炉平均温度 (初期)	307.1+0.2℃	
炉心循環数	F/P、日全周炉心循環数 アンカニスト:ORIGEN2 (サイクル末期を想定)	
高圧注水流量 (初期)	60m ³ (1基あたり)	
格納容器	縦径	縦径:10.5m (約4.5m)
	高さ	約16m (約15m)
格納容器の構造 仕様	炉心出口	約2.8m
	炉心入口	約2.8m
外部電源	外部電源なし	

泊発電所3号炉		
項目	主要解析条件	
解析コード	M-RE-LAP5 R-01005	
炉心出力 (初期)	100% @ 3.02MW@1.02	
1次冷却圧力 (初期)	15.41+1.20MPa@age1	
1次冷却炉平均温度 (初期)	306.4+0.2℃	
炉心循環数	F/P、日全周炉心循環数 アンカニスト:ORIGEN2 (サイクル末期を想定)	
格納容器	縦径	縦径:10.5m (約4.5m)
	高さ	約16m (約15m)
格納容器の構造 仕様	炉心出口	約2.8m
	炉心入口	約2.8m
外部電源	外部電源なし	

高浜発電所3/4号炉		
項目	主要解析条件	
解析コード	M-RE-LAP5	
炉心出力 (初期)	100%@2.652MW@1.02	
1次冷却圧力 (初期)	15.41+0.21MPa@age1	
1次冷却炉平均温度 (初期)	302.3+0.2℃	
炉心循環数	F/P、日全周炉心循環数 アンカニスト:ORIGEN2 (サイクル末期を想定)	
格納容器	縦径	縦径:10.5m (約4.5m)
	高さ	約16m (約15m)
格納容器の構造 仕様	炉心出口	約2.8m
	炉心入口	約2.8m
外部電源	外部電源なし	

女川原子力発電所2号炉		
項目	主要解析条件	
解析コード	RAFP02R	
炉心出力 (初期)	4.03MW@age1	
1次冷却圧力 (初期)	15.41+0.21MPa	
1次冷却炉平均温度 (初期)	302.3+0.2℃	
炉心循環数	F/P、日全周炉心循環数 アンカニスト:ORIGEN2 (サイクル末期を想定)	
格納容器	縦径	縦径:10.5m (約4.5m)
	高さ	約16m (約15m)
格納容器の構造 仕様	炉心出口	約2.8m
	炉心入口	約2.8m
外部電源	外部電源なし	

差異の説明

【大阪、高浜】
 設計の相違
 ・泊は個別解析であり、設備仕様も異なることから「主要解析条件」及び「条件設定の考え方」の記載が一部異なる
 ・泊、大阪は余熱除去系1系統からの漏えいを想定するため、「起因事象」の記載が異なる(伊方と同様)

【大阪、高浜】
 名称等の相違

第2.7.2表 主要解析条件 (格納容器パイパス (インターフェイスシステム LOCA)) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	RAFP02R	—
炉心出力 (初期)	4.03MW@age1	定格炉心出力として設定
炉心温度	31.4+0.1(C)	定格炉心温度として設定
炉心入口温度	約27(C)	定格炉心温度による値
炉心入口サブクール度	約9(C)	定格炉心温度による値
炉心圧力	定格炉心圧力 (セパラータス=1.1 MPa@age1+0.1 MPa)	定格炉心圧力として設定
燃料	9.9燃料(A型)	—
最大輸出功率	41.447%w	定格炉心温度による出力として設定
炉心停止後の熱源	500(500-5.1-19)W (熱源:500W)	定格炉心温度による出力として設定
外部電源の温度	40(C)	定格炉心温度による出力として設定

第2.7.2表 主要解析条件 (格納容器パイパス (インターフェイスシステム LOCA)) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	高圧炉心スプレイズの噴出 燃料 燃料温度約230(C)	圧力制御不能による燃料漏れ。炉心圧力は約2.8MPaとして設定
安全機能の喪失に対する仮定	高圧炉心スプレイズの噴出 燃料 燃料温度約230(C)	圧力制御不能による燃料漏れ。炉心圧力は約2.8MPaとして設定
外部電源	外部電源なし	—

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

第 2.8.3 表 「格納容器バイパス」の主要解析条件（インターフェースシステムLOCA）（3／3）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
2次冷却系強制冷却開始	非常用冷却炉設置作動信号発立から 25分後	運転員等機材として、緊急時に10分、非常用冷却炉設置が確信の得た時点で運転員、高圧注水ポンプ停止指令、高圧注水ポンプ停止指令等のうち1つを、緊急時優先順位に基づいて決定し、必要な時間余裕を積み上げて設定。
補助冷却水流量の調整	高圧注水ポンプ停止指令発立後	運転員等機材として、高圧注水ポンプ停止指令発立後1分に設定。
加圧器停止し昇の期間操作	加圧器停止し昇の期間操作に係る条件成立後	運転員等機材として、高圧注水ポンプ停止指令発立後1分に設定。
高圧注水から高圧注水への切替	非常用冷却炉設置作動信号発立後	運転員等機材として、高圧注水から高圧注水への切替操作を想定。
高圧注水からの調整	加圧器停止し昇の期間操作に係る条件成立後	運転員等機材として、加圧器停止し昇の期間操作に係る条件が成立すれば適宜調整するよう設定。

泊発電所3号炉

第 7.1.8.3 表 「格納容器バイパス」の主要解析条件（インターフェースシステムLOCA）（3／3）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
2次冷却系強制冷却開始	非常用冷却炉設置作動信号発立から 25分後	運転員等機材として、緊急時に10分、非常用冷却炉設置が確信の得た時点で運転員、高圧注水ポンプ停止指令、高圧注水ポンプ停止指令等のうち1つを、緊急時優先順位に基づいて決定し、必要な時間余裕を積み上げて設定。
補助冷却水流量の調整	高圧注水ポンプ停止指令発立後	運転員等機材として、高圧注水ポンプ停止指令発立後1分に設定。
加圧器停止し昇の期間操作	加圧器停止し昇の期間操作に係る条件成立後	運転員等機材として、高圧注水ポンプ停止指令発立後1分に設定。
高圧注水から高圧注水への切替	非常用冷却炉設置作動信号発立後	運転員等機材として、高圧注水から高圧注水への切替操作を想定。
高圧注水からの調整	加圧器停止し昇の期間操作に係る条件成立後	運転員等機材として、加圧器停止し昇の期間操作に係る条件が成立すれば適宜調整するよう設定。

高浜発電所3／4号炉

第 2.8.2.1 表 「格納容器バイパス」の主要解析条件（インターフェースシステムLOCA）（3／3）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
2次冷却系強制冷却開始	非常用冷却炉設置作動信号発立から 25分後	運転員等機材として、緊急時に10分、非常用冷却炉設置が確信の得た時点で運転員、高圧注水ポンプ停止指令、高圧注水ポンプ停止指令等のうち1つを、緊急時優先順位に基づいて決定し、必要な時間余裕を積み上げて設定。
補助冷却水流量の調整	高圧注水ポンプ停止指令発立後	運転員等機材として、高圧注水ポンプ停止指令発立後1分に設定。
加圧器停止し昇の期間操作	加圧器停止し昇の期間操作に係る条件成立後	運転員等機材として、高圧注水ポンプ停止指令発立後1分に設定。
非常用冷却炉設置の切替	非常用冷却炉設置作動信号発立後	運転員等機材として、高圧注水ポンプ停止指令発立後1分に設定。
高圧注水からの調整	加圧器停止し昇の期間操作に係る条件成立後	運転員等機材として、加圧器停止し昇の期間操作に係る条件が成立すれば適宜調整するよう設定。

女川原子力発電所2号炉

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
2次冷却系強制冷却開始	非常用冷却炉設置作動信号発立から 25分後	運転員等機材として、緊急時に10分、非常用冷却炉設置が確信の得た時点で運転員、高圧注水ポンプ停止指令、高圧注水ポンプ停止指令等のうち1つを、緊急時優先順位に基づいて決定し、必要な時間余裕を積み上げて設定。
補助冷却水流量の調整	高圧注水ポンプ停止指令発立後	運転員等機材として、高圧注水ポンプ停止指令発立後1分に設定。
加圧器停止し昇の期間操作	加圧器停止し昇の期間操作に係る条件成立後	運転員等機材として、高圧注水ポンプ停止指令発立後1分に設定。
非常用冷却炉設置の切替	非常用冷却炉設置作動信号発立後	運転員等機材として、高圧注水ポンプ停止指令発立後1分に設定。
高圧注水からの調整	加圧器停止し昇の期間操作に係る条件成立後	運転員等機材として、加圧器停止し昇の期間操作に係る条件が成立すれば適宜調整するよう設定。

差異の説明

【大阪、高浜】
設計の相違
・泊は個別解析であり、設備仕様も異なることから「主要解析条件」及び「条件設定の考え方」の記載が一部異なる
【大阪、高浜】
名称等の相違

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器パイパス

第2.8.4表 「格納容器パイパス」の主要解析条件
 (蒸気発生器拡張管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (1/3)

項目	主要解析条件	検証状況
種別コード	M-RELA P5	
炉心熱出力 (初期)	100% (4.623MW) (1.02)	
1次冷却圧力 (初期)	15.41+0.21MPa(gage)	
1次冷却圧力の変動	30% (1.42℃)	
炉心温度	Pト、日本原子力発電所(高圧型)の炉心温度(0.6%の過渡) (サイクル本相を規定)	
2次側冷却水 (初期)	50t (1.5kg/s)	
起回事象	蒸気発生器1本の拡張管破損 破損側蒸気発生器隔離失敗	
安全確保の手段に 基づく仮定	土壌及び空弁1本の閉鎖等	
外部電源	外部電源なし	

大阪発電所3/4号炉

泊発電所3号炉

高浜発電所3/4号炉

女川原子力発電所2号炉

差異の説明

第7.1.8.2表 「格納容器パイパス」における重大故障対策について
 (蒸気発生器拡張管破損時に破損側蒸気発生器の隔離) (1/4)

物類及び種別	仕様	検証状況	検証結果	相違点
a. プラントパイプの隔離	・炉心の反応に際し、炉心下部パイプ及びドレーンパイプを隔離する。 ・破損側蒸気発生器の隔離を確保し、所定隔離力の確保。 ・破損側の隔離を確保する。	—	—	—
b. 緊急注入システム(自動)の隔離	・緊急注入システム(自動)の隔離により、緊急注入システムの隔離が確保される。 ・緊急注入システム(自動)の隔離が確保される。	—	—	—
c. 蒸気発生器拡張管の隔離	・蒸気発生器拡張管の隔離により、蒸気発生器拡張管の隔離が確保される。 ・緊急注入システム(自動)の隔離が確保される。	—	—	—
d. 凝縮器パイプ/凝縮器の隔離	・凝縮器パイプ/凝縮器の隔離により、凝縮器パイプ/凝縮器の隔離が確保される。 ・緊急注入システム(自動)の隔離が確保される。	—	—	—
e. 破損側蒸気発生器の隔離	・破損側蒸気発生器の隔離により、破損側蒸気発生器の隔離が確保される。 ・緊急注入システム(自動)の隔離が確保される。	—	—	—

【1】は有効性を向上している(重大事象発生時の評価)

第2.8.4.2表 「格納容器パイパス」の主要解析条件
 (蒸気発生器拡張管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (1/3)

項目	主要解析条件	検証状況	検証結果	相違点
種別コード	M-RELA P5			
炉心熱出力 (初期)	100% (4.623MW) (1.02)			
1次冷却圧力 (初期)	15.41+0.21MPa(gage)			
1次冷却圧力の変動	30% (1.42℃)			
炉心温度	Pト、日本原子力発電所(高圧型)の炉心温度(0.6%の過渡) (サイクル本相を規定)			
2次側冷却水 (初期)	48t (1.5kg/s)			
起回事象	1本の蒸気発生器の拡張管破損 1本の両側隔離			
安全確保の手段に 基づく仮定	蒸気発生器1本の閉鎖等			
外部電源	外部電源なし			

【大阪、高浜】
 設計の相違
 ・泊は個別解析であり、設備仕様も異なることから「主要解析条件」及び「条件設定の考え方」の記載が一部異なる
 【大阪、高浜】
 名称等の相違

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器パイパス

第 2.8.4 表 「格納容器パイパス」主要解析条件
 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (2/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.7MPa(91.8kg/cm ²)) (応答時間 2.0 秒) 過大流量及び過大減速 (1 次冷却材流量異常の関数) (応答時間 6.0 秒)	トリップ信号時に冷却材系を考慮した格納容器として、解析に用いるトリップ発生時刻を決定し、後述のとおり、格納容器の時間等を考慮した遅延の値として、応答時間を設定。
非常用中心冷却設備作動信号	原子炉圧力低 (12.7MPa(91.8kg/cm ²)) (応答時間 2.0 秒)	非常用中心冷却設備作動時に冷却系を考慮した格納容器として、解析に用いる非常用中心冷却設備作動時刻を決定し、後述のとおり、格納容器の時間等を考慮した遅延の値として、応答時間を設定。
高圧注入ポンプ	最大注入流量 (12 台) 高圧注入ポンプ 0MPa(legel)~約 19.8MPa(legel) (応答時間 2.0 秒)	冷却水の注入流量を考慮した最大注入流量の値として、格納容器の時間等を考慮した遅延の値として、応答時間を設定。
補助給水ポンプ	補助給水ポンプ 3700m ³ /h (蒸気発生器 4 基合計)	補助給水ポンプの容量を考慮した最大注入流量の値として、格納容器の時間等を考慮した遅延の値として、応答時間を設定。
主蒸気発生器しきり弁容量	定格主蒸気流量 (1 炉当たり) 10%	定格主蒸気流量が、1 炉当たり主蒸気発生器の定格主蒸気流量の 10%を確保できる容量として設定。

泊発電所3号炉

第 7.1.8.4 表 「格納容器パイパス」の主要解析条件
 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故) (2/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.7MPa(91.8kg/cm ²)) または、 過大流量及び過大減速 (1 次冷却材流量異常の関数) (応答時間 6.0 秒)	トリップ信号時に冷却材系を考慮した格納容器として、解析に用いるトリップ発生時刻を決定し、後述のとおり、格納容器の時間等を考慮した遅延の値として、応答時間を設定。
非常用中心冷却設備作動信号	原子炉圧力低 (12.7MPa(91.8kg/cm ²)) (応答時間 2.0 秒)	非常用中心冷却設備作動時に冷却系を考慮した格納容器として、解析に用いる非常用中心冷却設備作動時刻を決定し、後述のとおり、格納容器の時間等を考慮した遅延の値として、応答時間を設定。
高圧注入ポンプ	最大注入流量 (12 台) 高圧注入ポンプ 0MPa(legel)~約 19.8MPa(legel) (応答時間 2.0 秒)	冷却水の注入流量を考慮した最大注入流量の値として、格納容器の時間等を考慮した遅延の値として、応答時間を設定。
補助給水ポンプ	補助給水ポンプ 3700m ³ /h (蒸気発生器 4 基合計)	補助給水ポンプの容量を考慮した最大注入流量の値として、格納容器の時間等を考慮した遅延の値として、応答時間を設定。
主蒸気発生器しきり弁容量	定格主蒸気流量 (1 炉当たり) 10%	定格主蒸気流量が、1 炉当たり主蒸気発生器の定格主蒸気流量の 10%を確保できる容量として設定。

高浜発電所3/4号炉

第 2.8.2.2 表 「格納容器パイパス」主要解析条件
 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (2/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 (12.7MPa(91.8kg/cm ²)) (応答時間 2.0 秒) 過大流量及び過大減速 (1 次冷却材流量異常の関数) (応答時間 6.0 秒)	トリップ信号時に冷却材系を考慮した格納容器として、解析に用いるトリップ発生時刻を決定し、後述のとおり、格納容器の時間等を考慮した遅延の値として、応答時間を設定。
非常用中心冷却設備作動信号	原子炉圧力低 (12.7MPa(91.8kg/cm ²)) (応答時間 2.0 秒)	非常用中心冷却設備作動時に冷却系を考慮した格納容器として、解析に用いる非常用中心冷却設備作動時刻を決定し、後述のとおり、格納容器の時間等を考慮した遅延の値として、応答時間を設定。
高圧注入ポンプ	最大注入流量 (12 台) 高圧注入ポンプ 0MPa(legel)~約 19.8MPa(legel) (応答時間 2.0 秒)	冷却水の注入流量を考慮した最大注入流量の値として、格納容器の時間等を考慮した遅延の値として、応答時間を設定。
補助給水ポンプ	補助給水ポンプ 3700m ³ /h (蒸気発生器 4 基合計)	補助給水ポンプの容量を考慮した最大注入流量の値として、格納容器の時間等を考慮した遅延の値として、応答時間を設定。
主蒸気発生器しきり弁容量	定格主蒸気流量 (1 炉当たり) 10%	定格主蒸気流量が、1 炉当たり主蒸気発生器の定格主蒸気流量の 10%を確保できる容量として設定。

女川原子力発電所2号炉

差異の説明

【大浜、高浜】
設計の相違
・泊は個別解析であり、設備仕様も異なることから「主要解析条件」及び「条件設定の考え方」の記載が一部異なる
【大浜、高浜】
名称等の相違

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器パイパス

第2.8.4表 「格納容器パイパス」の主要解析条件
 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (3/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
①格納容器蒸気発生器への冷却剤本流中 ②格納容器蒸気発生器からのタービン 駆動給湯水ポンプ駆動蒸気発生器 ③破損側蒸気発生器主蒸気隔離停止	原子炉トリップ後10分で 開始し、約2分で完了 破損側蒸気発生器隔離操作 完了後1分で開始 健全側蒸気発生器にのみなる 主蒸気流がしきり開操作	運転員等操作時間として、運転員が格納容器の格納水位を確認し、必要な時間を確保し、約2分で完了 破損側蒸気発生器隔離操作 完了後1分で開始 健全側蒸気発生器隔離操作 完了後1分で開始
重大事故発生原因に關する 操作条件	補助給湯水成量の調整 加圧器透過しきの閉鎖操作 高圧注入から充てん注入への切替操作 充てん成量の調整 余熱除去系による 炉心冷却開始	蒸気発生器隔離水位内に 維持する 加圧器透過しきの閉鎖操作に 係る条件を設定 非常用炉心冷却設備停止条件 成立から2分後 加圧器水位計閉鎖範囲内 維持する 余熱除去系が成立すれば、余熱除去系による 炉心の冷却を開始するよう設定

大阪発電所3/4号炉

泊発電所3号炉

高浜発電所3/4号炉

女川原子力発電所2号炉

差異の説明

表7.1.8.1表 「格納容器パイパス」の主要解析条件
 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故) (3/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
①破損側蒸気発生器への冷却剤本流 ②破損側蒸気発生器からのタービン 駆動給湯水ポンプ駆動蒸気発生器 ③破損側蒸気発生器主蒸気隔離停止	原子炉トリップ後10分で 開始し、約2分で完了 破損側蒸気発生器隔離操作 完了後1分で開始 健全側蒸気発生器にのみなる 主蒸気流がしきり開操作	運転員等操作時間として、運転員が格納容器の格納水位を確認し、必要な時間を確保し、約2分で完了 破損側蒸気発生器隔離操作 完了後1分で開始 健全側蒸気発生器隔離操作 完了後1分で開始
重大事故発生原因に關する 操作条件	補助給湯水成量の調整 加圧器透過しきの閉鎖操作 高圧注入から充てん注入への切替操作 充てん成量の調整 余熱除去系による 炉心冷却開始	蒸気発生器隔離水位内に 維持する 加圧器透過しきの閉鎖操作に 係る条件を設定 非常用炉心冷却設備停止条件 成立から2分後 加圧器水位計閉鎖範囲内 維持する 余熱除去系が成立すれば、余熱除去系による 炉心の冷却を開始するよう設定

第2.8.5.2表 「格納容器パイパス」の主要解析条件
 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (3/3)

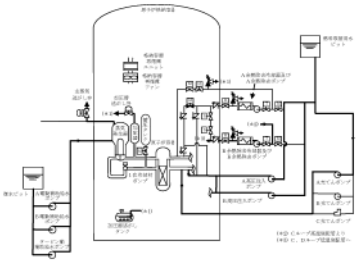
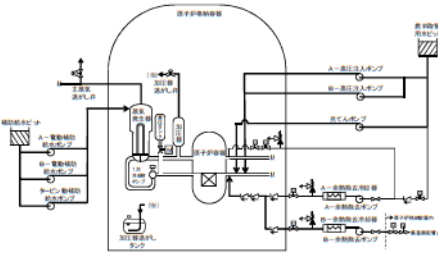
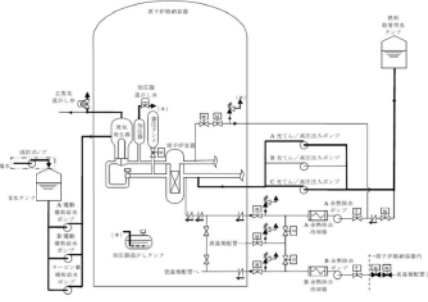
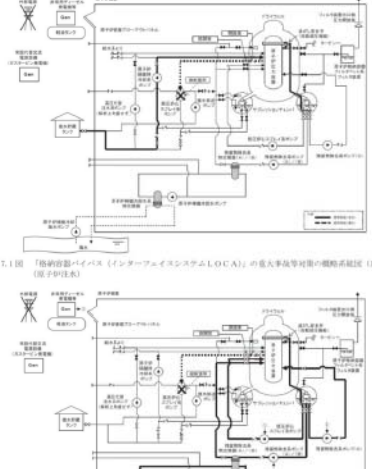
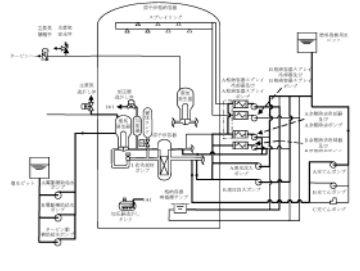
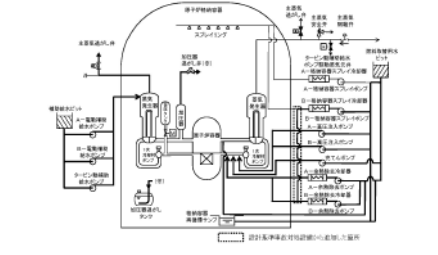
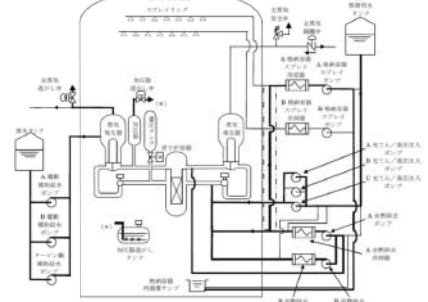
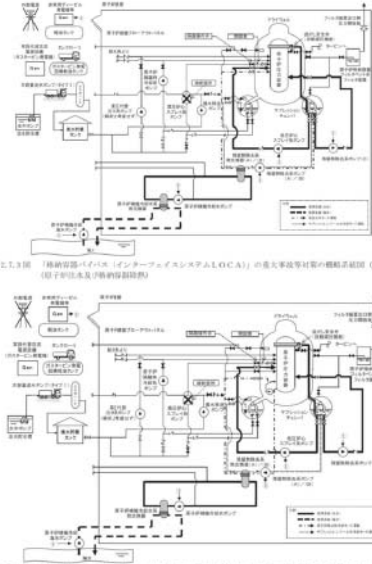
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
①格納容器蒸気発生器への冷却剤本流中 ②格納容器蒸気発生器からのタービン 駆動給湯水ポンプ駆動蒸気発生器 ③破損側蒸気発生器主蒸気隔離停止	原子炉トリップ後10分で 開始し、約2分で完了 破損側蒸気発生器隔離操作 完了後1分で開始 健全側蒸気発生器にのみなる 主蒸気流がしきり開操作	運転員等操作時間として、運転員が格納容器の格納水位を確認し、必要な時間を確保し、約2分で完了 破損側蒸気発生器隔離操作 完了後1分で開始 健全側蒸気発生器隔離操作 完了後1分で開始
重大事故発生原因に關する 操作条件	補助給湯水成量の調整 加圧器透過しきの閉鎖操作 高圧注入から充てん注入への切替操作 充てん成量の調整 余熱除去系による 炉心冷却開始	蒸気発生器隔離水位内に 維持する 加圧器透過しきの閉鎖操作に 係る条件を設定 非常用炉心冷却設備停止条件 成立から2分後 加圧器水位計閉鎖範囲内 維持する 余熱除去系が成立すれば、余熱除去系による 炉心の冷却を開始するよう設定

【大阪、高浜】
 設計の相違
 ・泊は個別解析で
 あり、設備仕様も
 異なることから
 「主要解析条件」
 及び「条件設定の
 考え方」の記載が
 一部異なる

【大阪、高浜】
 名称等の相違

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>第2.8.1図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の概略系統図 (インターフェイスシステムLOCA)</p>	 <p>第7.1.8.1図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の概略系統図 (インターフェイスシステムLOCA)</p>	 <p>第2.8.1.1図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の概略系統図 (インターフェイスシステムLOCA)</p>	 <p>第2.7.1図 「格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)」の重大事故等対策の概略系統図(1/4) (原子炉注水)</p>	
 <p>第2.8.2図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の概略系統図 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	 <p>第7.1.8.2図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の概略系統図 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	 <p>第2.8.1.2図 「格納容器バイパス」の重大事故等対策の概略系統図 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	 <p>第2.7.2図 「格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)」の重大事故等対策の概略系統図(2/4) (原子炉注水及び原子炉注水)</p> <p>第2.7.3図 「格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)」の重大事故等対策の概略系統図(3/4) (原子炉注水及び格納容器隔離)</p> <p>第2.7.4図 「格納容器バイパス(インターフェイスシステムLOCA)」の重大事故等対策の概略系統図(4/4) (原子炉注水、格納容器隔離及び原子炉注水)</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 名称等の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>図 2.8.3 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (インターフェイスシステムLOCA) (1/2)</p>	<p>図 2.8.1.3 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (インターフェイスシステムLOCA) (1/2)</p>	<p>図 2.8.1.3 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (インターフェイスシステムLOCA) (1/2)</p>	<p>図 2.8.1.3 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (インターフェイスシステムLOCA) (1/2)</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・事象判定プロセスを第7.1.8.2図に含めている（川内と同様）</p>

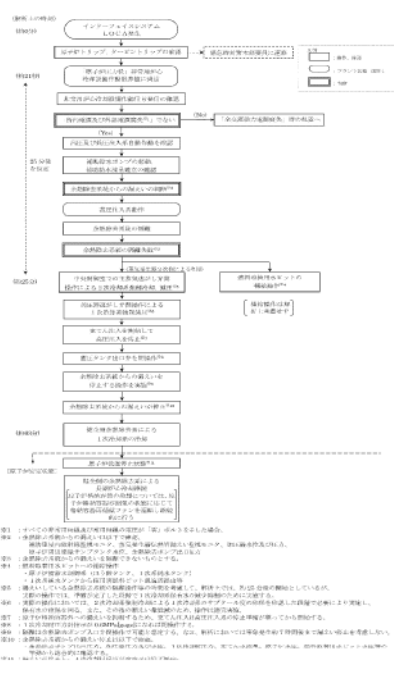
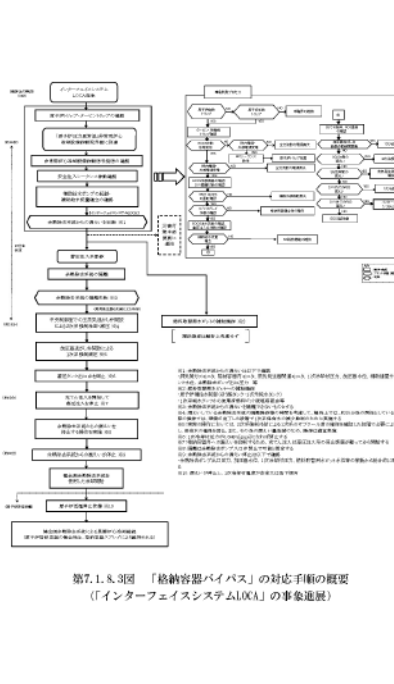
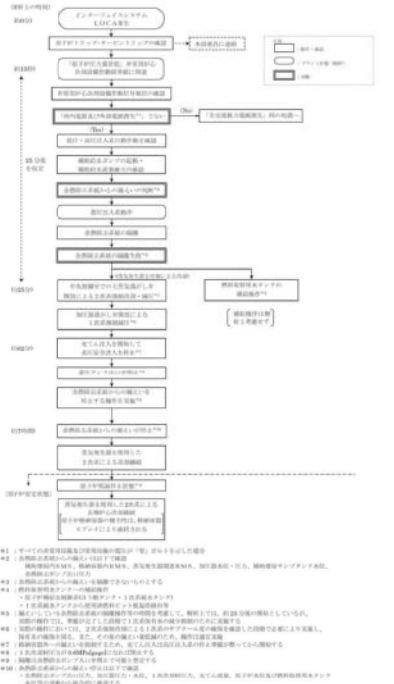
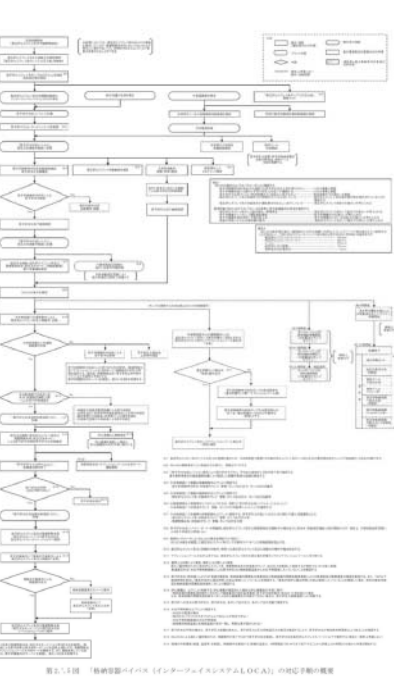
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>図 2.8.3 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (インターフェイスシステム LOCA) (2/2)</p>		<p>図 2.8.1.3 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (インターフェイスシステム LOCA) (2/2)</p>		<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・事象判定プロセスを第 7.1.8.2 図に含めている（川内と同様）</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>第2.8.4図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (「インターフェイスシステムLOCA」の事象進展)</p>	 <p>第7.1.8.3図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (「インターフェイスシステムLOCA」の事象進展)</p>	 <p>第2.8.1.4図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (「インターフェイスシステムLOCA」の事象進展)</p>	 <p>第2.8.1.4図 「格納容器バイパス」(インターフェイスシステムLOCA)の対応手順の概要</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大阪、高浜】 名称等の相違</p>

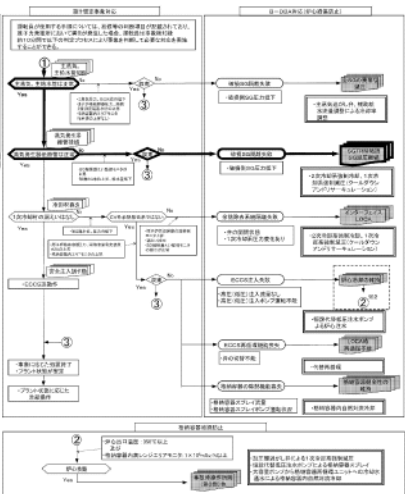
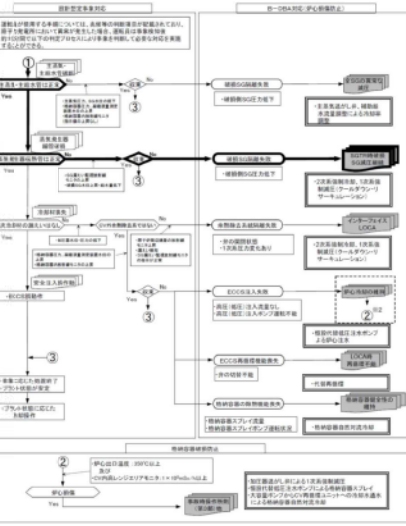
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>設計担当者名氏 目-08A対応手順(最終評価版)</p> <p>第2.8.5回 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (1/2)</p>	<p>設計担当者名氏 目-08A対応手順(最終評価版)</p> <p>第2.8.1.5回 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (1/2)</p>	<p>設計担当者名氏 目-08A対応手順(最終評価版)</p> <p>第2.8.1.5回 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (1/2)</p>	<p>設計担当者名氏 目-08A対応手順(最終評価版)</p> <p>第2.8.1.5回 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (1/2)</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・事象判定プロセスを第7.1.8.4回 に含めている（川 内と同様）</p>

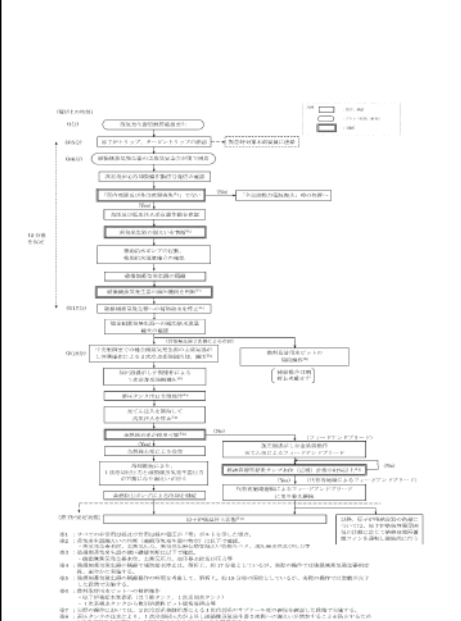
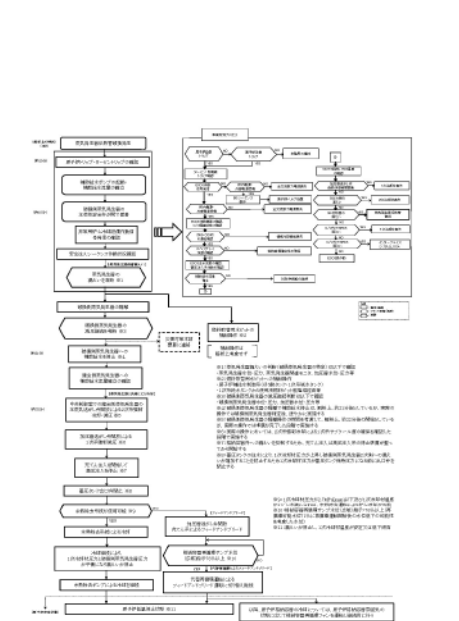
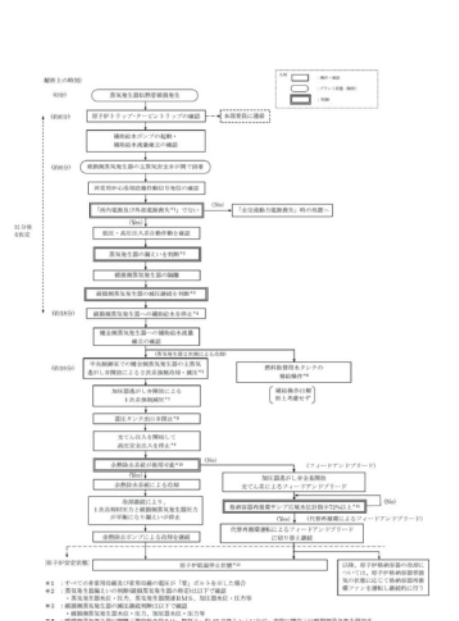

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>図 2.3.5 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (2 / 2)</p>	<p>泊発電所3号炉の対応手順は、大阪発電所3/4号炉と類似しているが、一部のステップに差異がある。</p>	 <p>図 2.8.1.5 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (判定プロセス) (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) (2 / 2)</p>	<p>女川原子力発電所2号炉の対応手順は、大阪発電所3/4号炉と類似しているが、一部のステップに差異がある。</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・事象判定プロセスを第 7.1.8.4 図に含めている（川内と同様）</p>

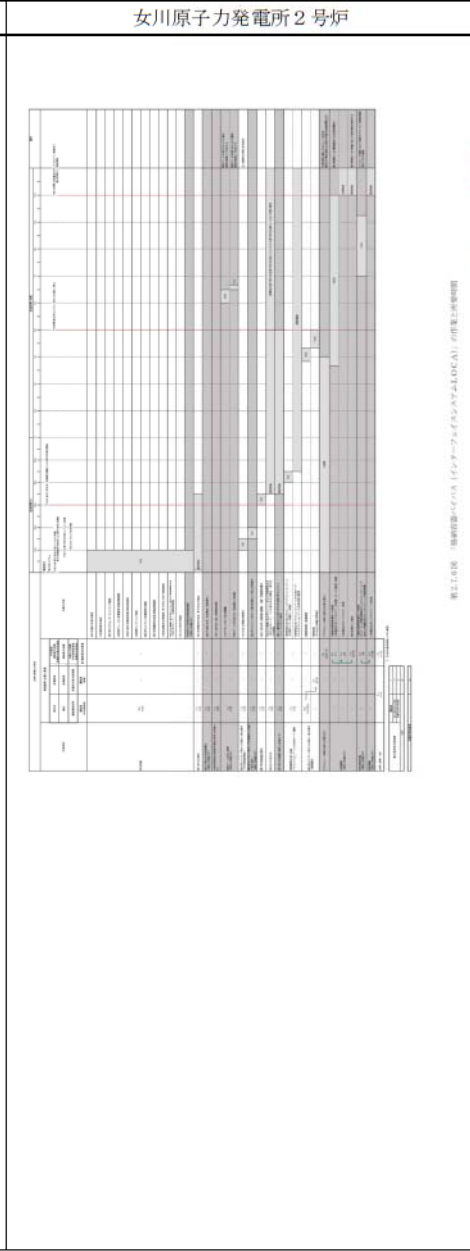
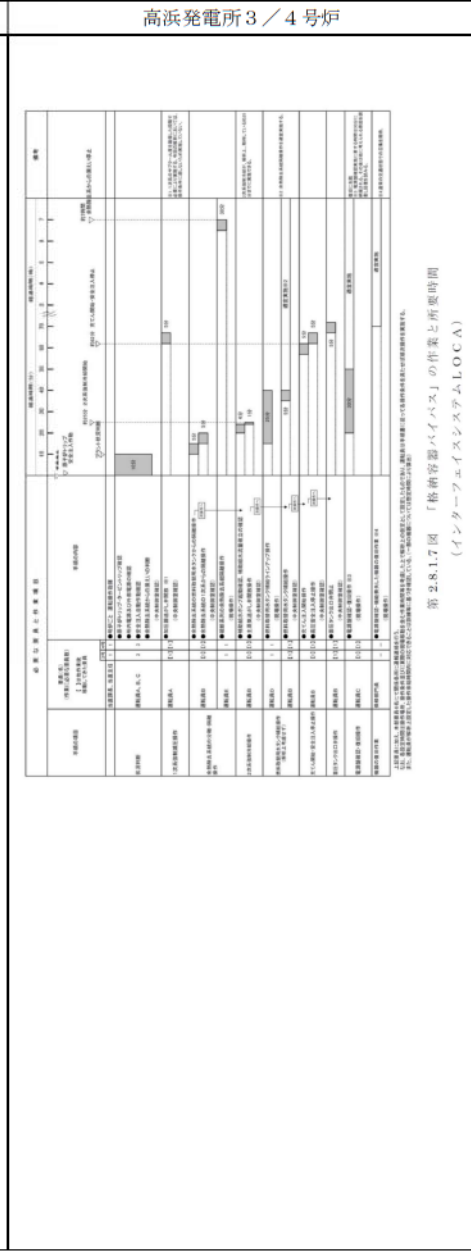
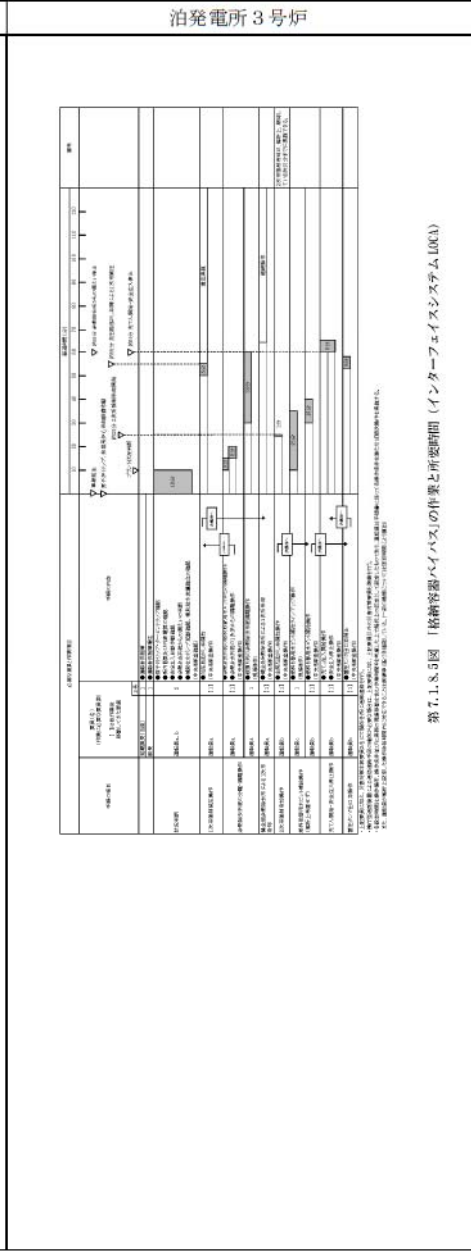
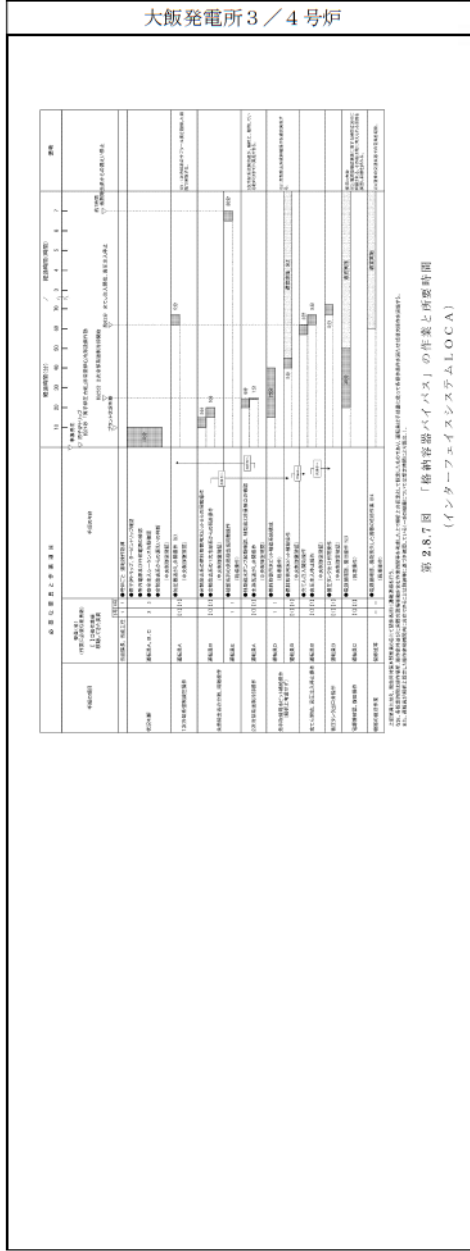
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>第 2.8.6 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (「蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗」の事象進展)</p>	 <p>第 7.1.8.4 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」の事象進展)</p>	 <p>第 2.8.1.6 図 「格納容器バイパス」の対応手順の概要 (「蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗」の事象進展)</p>		<p>【大阪、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大阪、高浜】 名称等の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

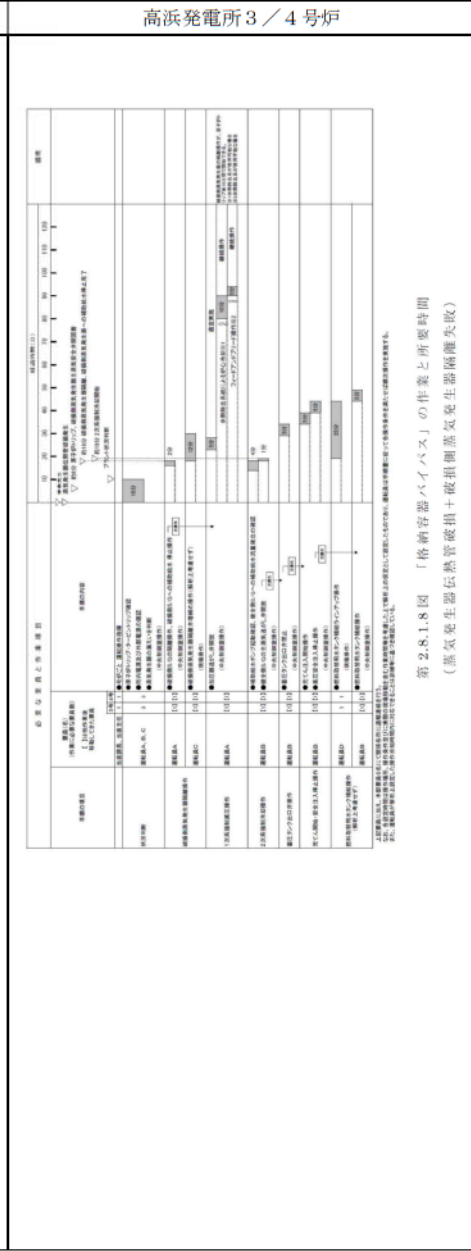
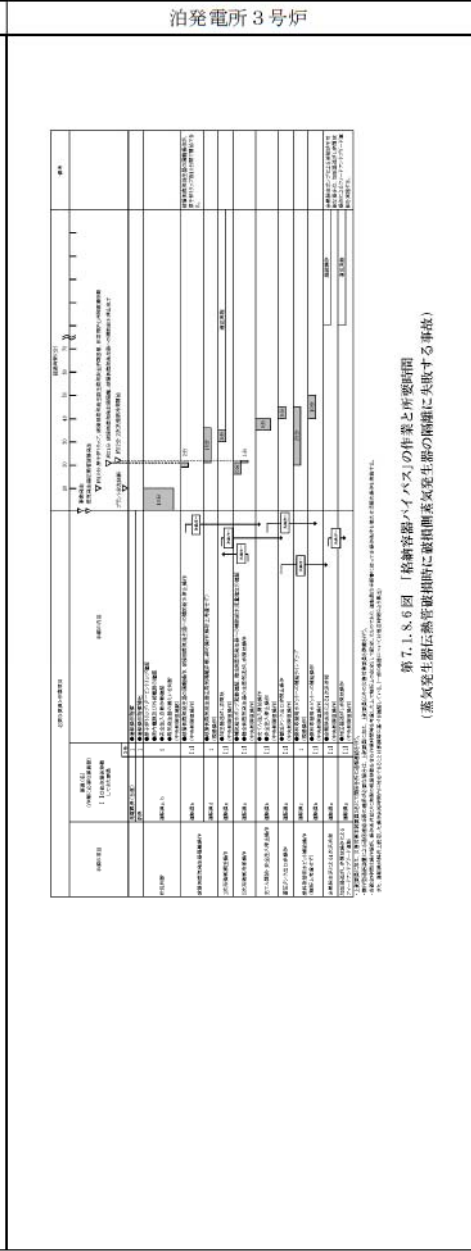
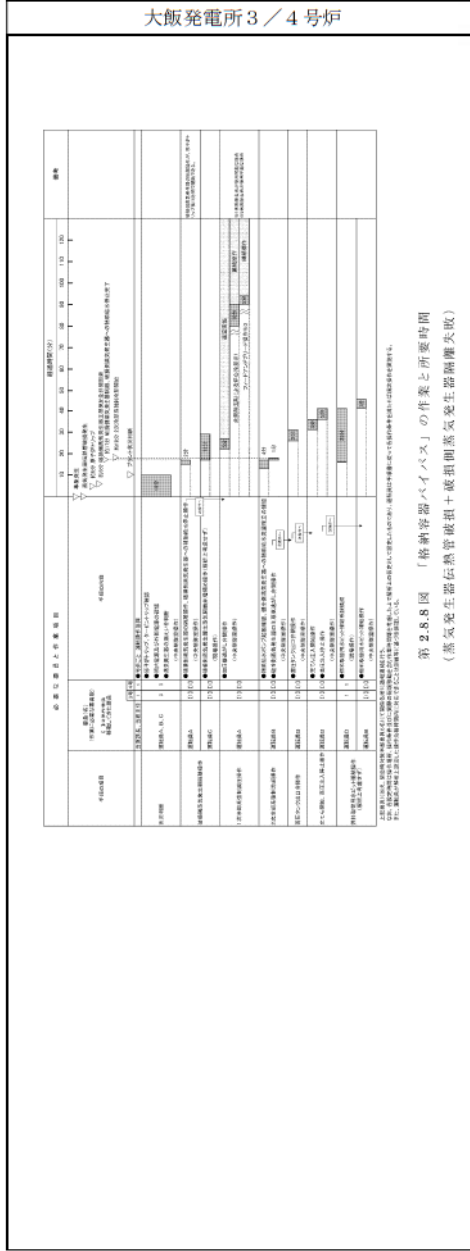


差異の説明

【大阪、高浜】
 設計の相違
 解析結果の相違
 【大阪、高浜】
 名称等の相違

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

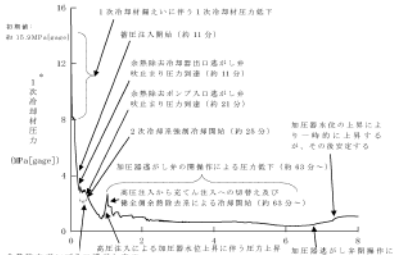
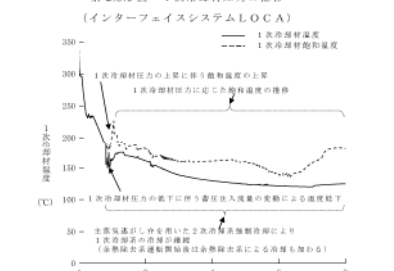
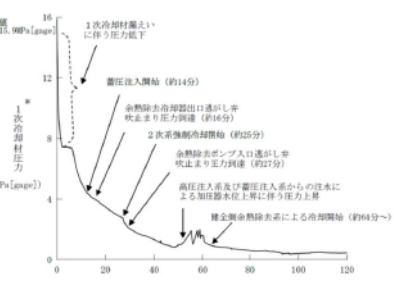
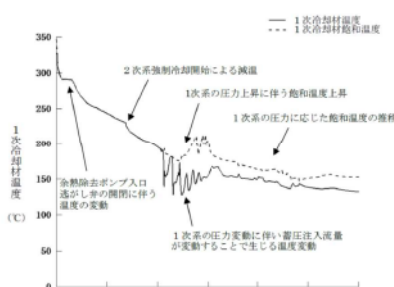
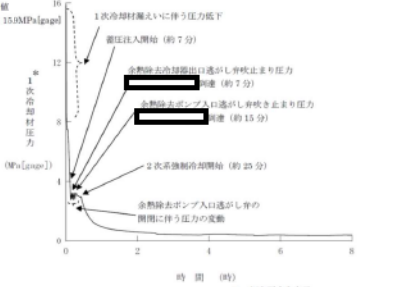
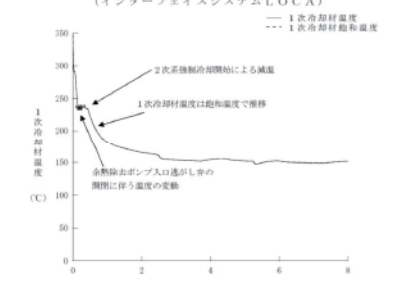
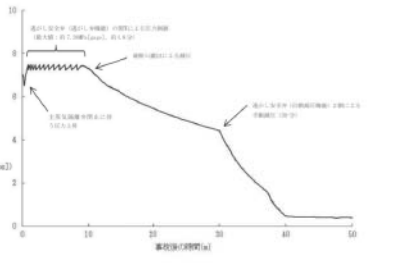
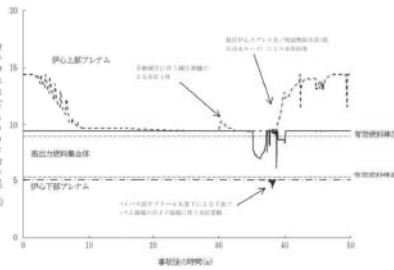


差異の説明

【大阪、高浜】
 設計の相違
 解析結果の相違
 【大阪、高浜】
 名称等の相違

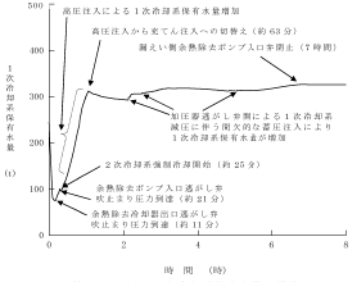
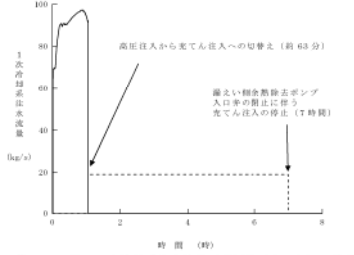
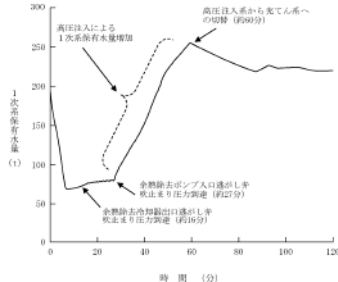
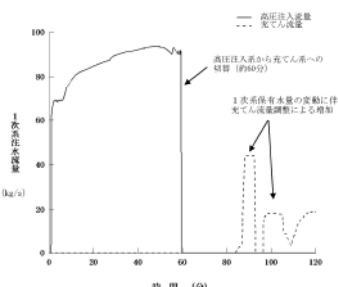
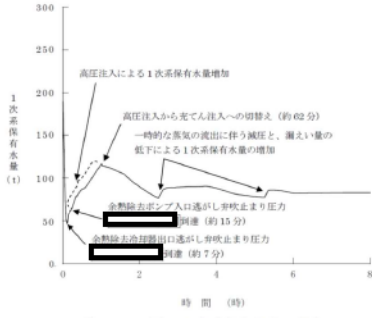
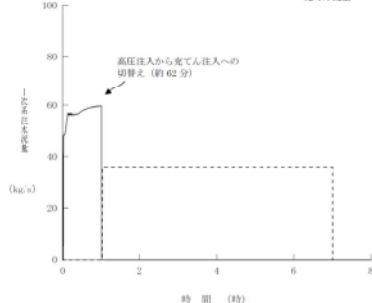
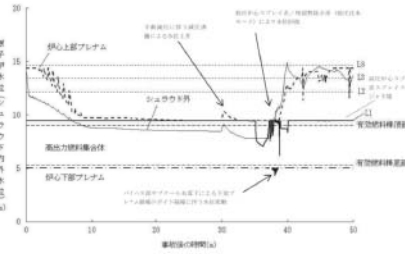
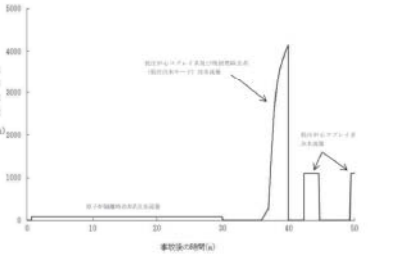
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器パイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>大阪発電所3 / 4号炉</p>  <p>第 2.8.9 図 1次冷却材圧力の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p>  <p>第 2.8.10 図 1次冷却材温度の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p>	<p>泊発電所3号炉</p>  <p>第 2.8.7 図 1次冷却材圧力の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p>  <p>第 2.8.8 図 1次冷却材温度の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p>	<p>高浜発電所3 / 4号炉</p>  <p>第 2.8.2.1 図 1次冷却材圧力の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p>  <p>第 2.8.2.2 図 1次冷却材温度の推移 (インターフェイスシステムLOCA)</p> <p>秒讀みの範囲は構築に係る事項ですので公開することはできません。</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>(事象進展が異なるため、以下、事象進展図は比較のためではなく参考までに記載)</p>  <p>第 2.7.7 図 原子炉圧力の推移</p>  <p>第 2.7.8 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移</p>	<p>差異の説明</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・泊、大阪は余熱除去系1系統からの漏えいを想定するため圧力は高浜に比べ比較的高めに推移 ・泊は漏えい側の余熱除去系からの漏えいが継続する状況で事象収束が確認できる時間として120分まで評価 (伊方と同様)</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器パイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>大阪発電所3 / 4号炉</p>  <p>第 2.8.11 図 1 次冷却系保有水量の推移 (インターフェイスシステム L O C A)</p>  <p>第 2.8.12 図 1 次冷却系注水流量（高圧及び充てん）の推移 (インターフェイスシステム L O C A)</p>	<p>泊発電所3号炉</p>  <p>第7.1.8.9 図 1 次系保有水量の推移（インターフェイスシステム L O C A）</p>  <p>第7.1.8.10 図 1 次系注水流量（高圧及び充てん）の推移 (インターフェイスシステム L O C A)</p>	<p>高浜発電所3 / 4号炉</p>  <p>第 2.8.2.3 図 1 次系保有水量の推移 (インターフェイスシステム L O C A)</p>  <p>第 2.8.2.4 図 1 次系注水流量（高圧及び充てん）の推移 (インターフェイスシステム L O C A)</p> <p>枠囲みの範囲は機器に係る事項ですので公開することはできません。</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p>  <p>第 2.7.9 図 原子炉水位（シールド内外水位）の推移</p>  <p>第 2.7.10 図 注水流量の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・泊、大阪は余熱除去系 1 系統からの漏えいを想定するため漏えい量が相対的に少なく、1 次系注水流量も高めのことから、1 次系保有水量は高浜に比べ比較的多めに推移する</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・泊は余熱除去系 1 系統からの漏えいを想定しているため破断流量が少なく充てん注入による注水流量が少なくなる ・大阪、高浜は充てん注入は最大流量を設定して解析している</p>

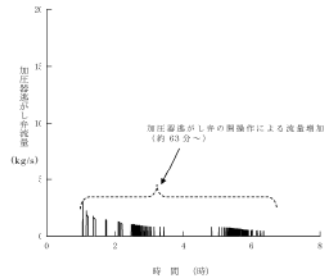
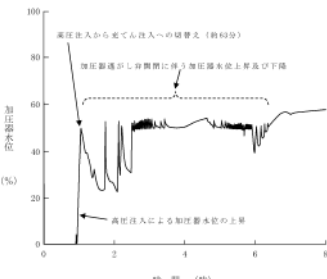
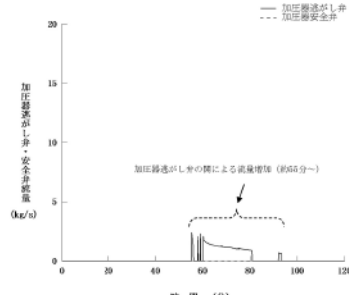
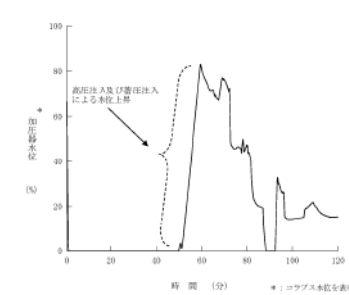
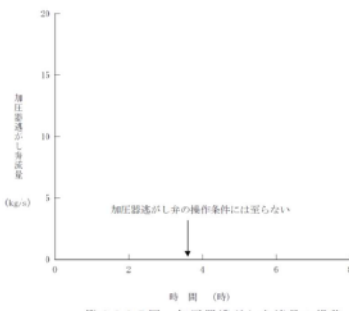
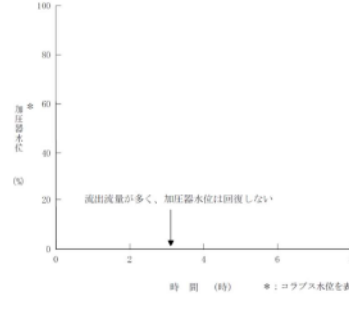
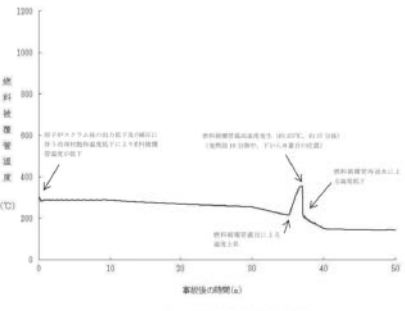
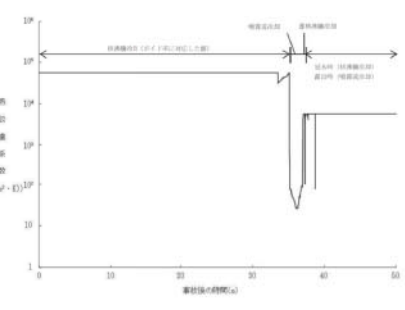
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>第2.8.13図 1次冷却系注水流量（蓄圧注入）の推移（インターフェイスシステムLOCA）</p>	<p>第7.1.8.11図 1次系注水流量（蓄圧注入）の推移（インターフェイスシステムLOCA）</p>	<p>第2.8.2.5図 1次系注水流量（蓄圧注入）の推移（インターフェイスシステムLOCA）</p>	<p>第2.7.11図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・泊、大阪は余熱除去系1系統からの漏えいを想定するため、1次系の圧力降下率が小さく、蓄圧注入開始時間が遅れる</p>
<p>第2.8.14図 注水流量積分値の推移（インターフェイスシステムLOCA）</p>	<p>第7.1.8.12図 注水流量積分値の推移（インターフェイスシステムLOCA）</p>	<p>第2.8.2.6図 注水流量積分値の推移（インターフェイスシステムLOCA）</p>	<p>第2.7.12図 原子炉圧力容器内保有水量の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

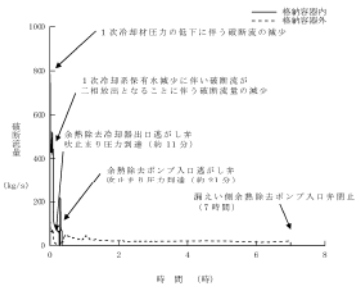
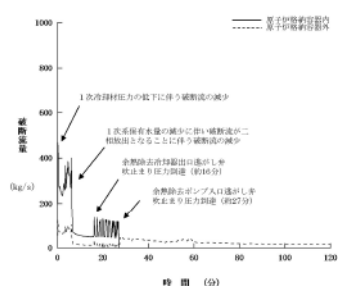
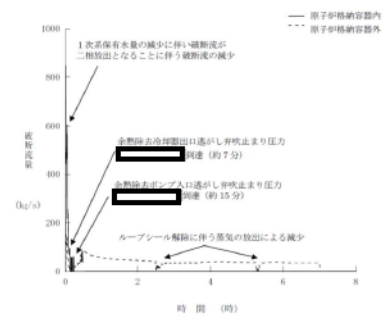
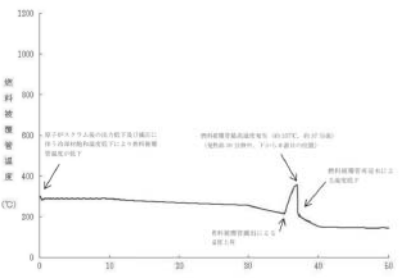
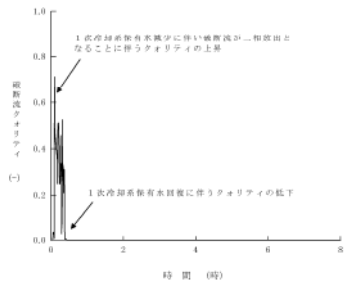
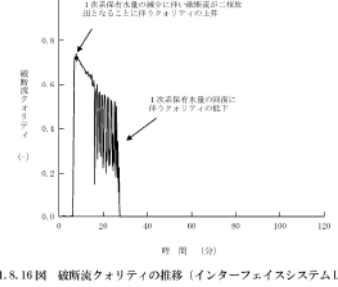
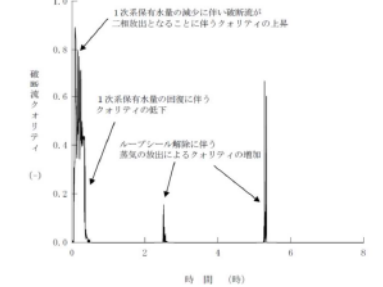
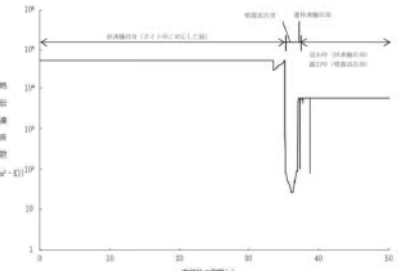
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>第 2.8.15 図 加圧器逃がし弁流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>  <p>第 2.8.16 図 加圧器水位の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	 <p>第 7.1.8.13 図 加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>  <p>第 7.1.8.14 図 加圧器水位の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	 <p>第 2.8.2.7 図 加圧器逃がし弁流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>  <p>第 2.8.2.8 図 加圧器水位の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	 <p>第 2.7.13 図 燃料被覆管温度の推移</p>  <p>第 2.7.14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・泊、大飯は、余熱除去系 1 系統からの漏えいのため破断流量が少なく、1 次系注水流量も高めたことから加圧器水位が回復し、加圧器逃がし弁が動作する</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・泊、大飯は、余熱除去系 1 系統からの漏えいのため破断流量が少なく、1 次系注水流量も高めたことから加圧器水位が回復する</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器パイパス

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>第 2.8.17 図 破断流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	 <p>第 7.1.8.15 図 破断流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	 <p>第 2.8.2.9 図 破断流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	 <p>第 2.7.13 図 燃料被覆管温度の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
 <p>第 2.8.18 図 破断流クオリティの推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	 <p>第 7.1.8.16 図 破断流クオリティの推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	 <p>第 2.8.2.10 図 破断流クオリティの推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	 <p>第 2.7.14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>第 2.8.19 図 炉心上端ボイド率の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>第 7.1.8.17 図 炉心上端ボイド率の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>第 2.8.2.11 図 炉心上端ボイド率の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>第 2.7.15 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・油、大阪は余熱除去系1系統からの漏えいを想定しているため破断流量が少なく、高圧注入により加圧器水位が回復しボイド率は低下する</p>
<p>第 2.8.20 図 燃料被覆管温度の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>第 7.1.8.18 図 燃料被覆管温度の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>第 2.8.2.12 図 燃料被覆管温度の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>第 2.7.16 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器パイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>第 2.8.21 図 蒸気発生器への給水流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>第 7.1.8.19 図 蒸気発生器への給水流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>第 2.8.2.13 図 蒸気発生器への給水流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>第 2.7.17 図 炉心下部ブレナム部のボイド率の推移</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.8.22 図 蒸気流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>第 7.1.8.20 図 蒸気流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>第 2.8.2.14 図 蒸気流量の推移 (インターフェイスシステム LOCA)</p>	<p>第 2.7.18 図 破断流量の推移</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

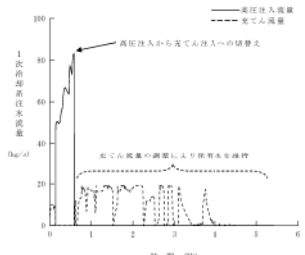
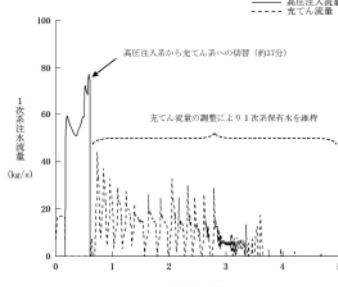
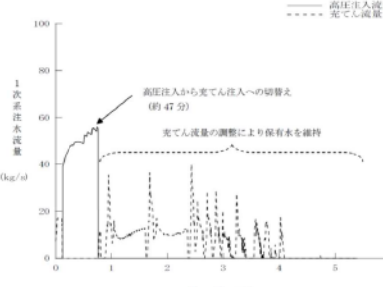
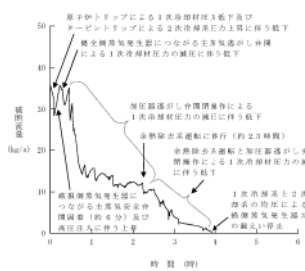
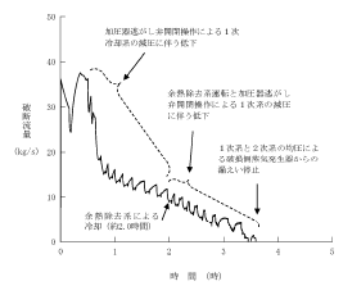
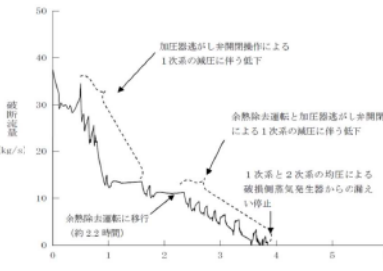
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器パイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>第2.8.23図 1、2次冷却系圧力の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>第7.1.8.21図 1、2次系圧力の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	<p>第2.8.215図 1、2次系圧力の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>第2.7.19図 燃料被覆管に破損が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第2.8.24図 1次冷却材温度の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>第7.1.8.22図 1次冷却材温度の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	<p>第2.8.216図 1次冷却材温度の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>		<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

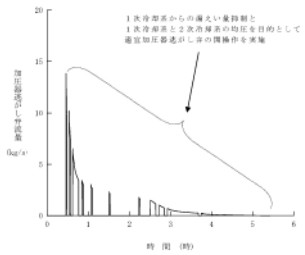
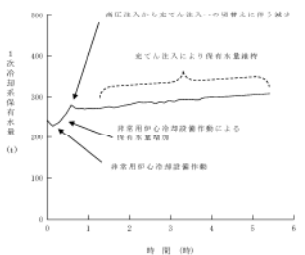
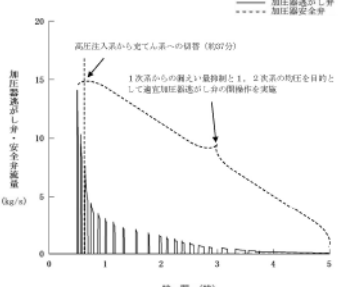
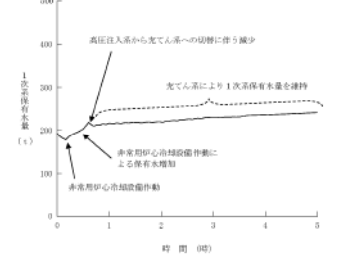
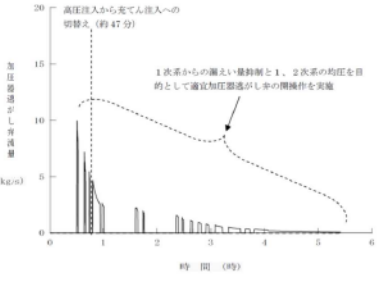
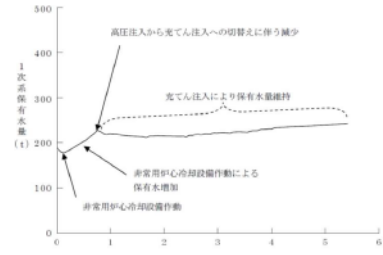
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>第 2.8.25 図 1 次冷却系注水流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	 <p>第 7.1.8.23 図 1 次系注水流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	 <p>第 2.8.2.17 図 1 次系注水流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>		<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
 <p>第 2.8.26 図 破断流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	 <p>第 7.1.8.24 図 破断流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	 <p>第 2.8.2.18 図 破断流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>		<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・泊は補助給水流 量が少なく蒸気発 生器水位の回復が 遅いため、相対的 に 2 次系強制冷却 の減圧効果が小さ くなり、加圧器逃 がし弁の動作回数 が増加する。その ため、加圧器逃 がし弁の動作に伴い 破断流量が増加す る期間が長い。</p>

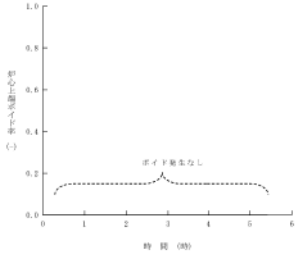
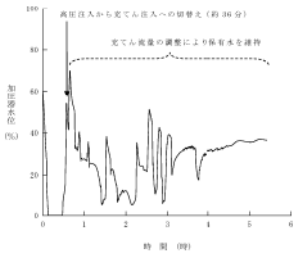
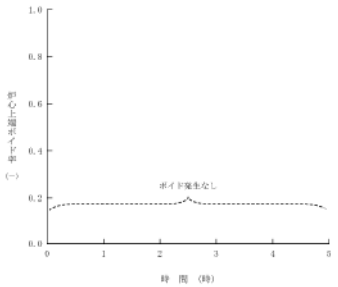
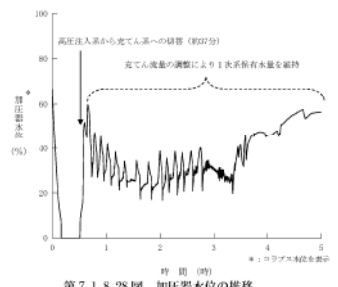
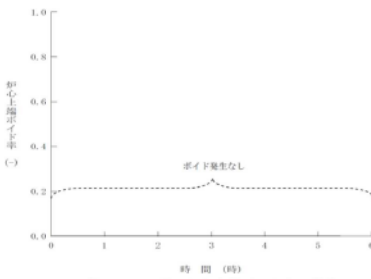
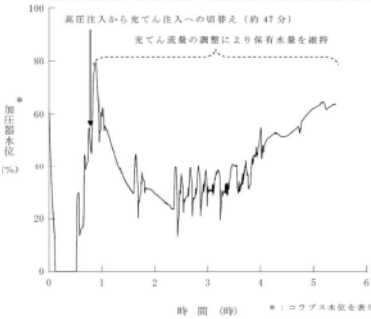
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>第 2.8.27 図 加圧器逃がし弁流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>  <p>第 2.8.28 図 1次冷却系保有水量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	 <p>第 7.1.8.25 図 加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>  <p>第 7.1.8.26 図 1次系保有水量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	 <p>第 2.8.2.19 図 加圧器逃がし弁流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>  <p>第 2.8.2.20 図 1次系保有水量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗) <small>※：1次系保有水量と加圧器水位の関係については、設計資料 2.8.14 参照</small></p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・泊は補助給水量が少なく、蒸気発生器水位の回復が遅いため、相対的に2次系強制冷却の減圧効果が小さくなり、加圧器逃がし弁の動作回数が増加する</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>	

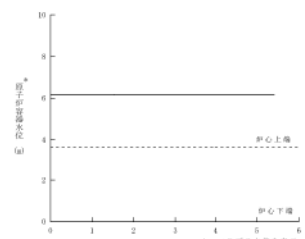
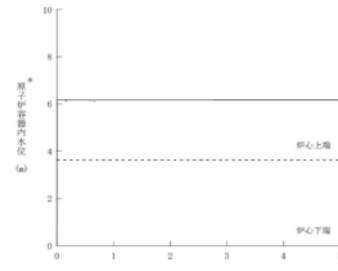
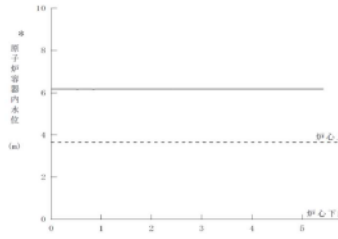
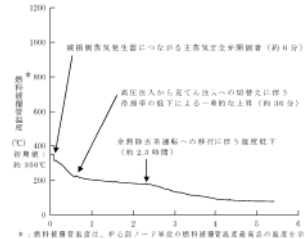
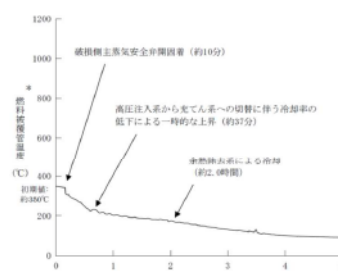
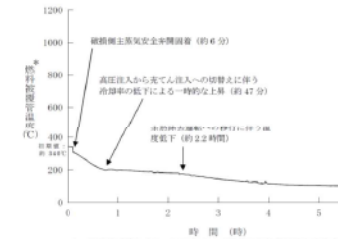
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>第 2.8.29 図 炉心上端ボイド率の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>  <p>第 2.8.30 図 加圧器水位の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	 <p>第 7.1.8.27 図 炉心上端ボイド率の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>  <p>第 7.1.8.28 図 加圧器水位の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	 <p>第 2.8.221 図 炉心上端ボイド率の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>  <p>第 2.8.222 図 加圧器水位の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)※ ※：1次系保水水量と加圧器水位の関係については、資料資料 2.8.16 参照</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
 <p>第 2.8.31 図 原子炉容器内水位の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	 <p>第 7.1.8.29 図 原子炉容器内水位の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	 <p>第 2.8.2.23 図 原子炉容器内水位の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>	
 <p>第 2.8.32 図 燃料被覆管温度の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	 <p>第 7.1.8.30 図 燃料被覆管温度の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	 <p>第 2.8.2.24 図 燃料被覆管温度の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>	

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>第 2.8.33 図 蒸気発生器水位の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>第 7.1.8.31 図 蒸気発生器水位の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	<p>第 2.8.2.25 図 蒸気発生器水位の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>		<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.8.34 図 蒸気発生器への給水流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>第 7.1.8.32 図 給水流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	<p>第 2.8.2.26 図 蒸気発生器への給水流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>		<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>第 2.8.35 図 蒸気流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>	<p>第 7.1.8.33 図 蒸気流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故)</p>	<p>第 2.8.2.27 図 蒸気流量の推移 (蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗)</p>		<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.8 格納容器パイパス

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	差異の説明
<p>第2.8.36図 1次冷却系注水流量（高压及び充てん）の推移（インターフェイスシステムLOCA）（操作時間余裕確認）</p>	<p>第7.1.8.34図 1次系注水流量（高压及び充てん）の推移（インターフェイスシステムLOCA）（操作時間余裕確認）</p>	<p>第2.8.3.1図 1次系注水流量（高压及び充てん）の推移（インターフェイスシステムLOCA）（操作時間余裕確認）</p>	<p>第2.8.3.2図 1次系注水流量（高压及び充てん）の推移（蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗）（操作時間余裕確認）</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第2.8.37図 1次冷却系注水流量（高压及び充てん）の推移（蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗）（操作時間余裕確認）</p>	<p>第7.1.8.35図 1次系注水流量の推移（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）（操作時間余裕確認）</p>	<p>第2.8.3.2図 1次系注水流量（高压及び充てん）の推移（蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗）（操作時間余裕確認）</p>	<p>第2.8.3.2図 1次系注水流量（高压及び充てん）の推移（蒸気発生器伝熱管破損+破損側蒸気発生器隔離失敗）（操作時間余裕確認）</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

泊発電所3号炉 審査取りまとめ資料 比較対象プラントの選定について

本資料は、泊発電所3号炉（以降、「泊3号炉」という。）のプラント側審査において地震・津波側審査の進捗を待つ期間があったことを踏まえた、審査取りまとめ資料（以降、「まとめ資料」という。）の比較対象プラントの選定について整理を行うものである。

- 整理を行う経緯は、以下の通り
 - 泊3号炉のプラント側審査が地震・津波側審査の進捗待ちとなった期間において、他社プラントの新規制基準適合性審査が実施され、まとめ資料の充実が図られた。
 - 泊3号炉が、まとめ資料一式を提出した2017年3月時点での新規制基準適合性審査はPWRプラントが中心であったが、現在はBWRプラントが中心となっており、それぞれの炉型の審査結果が積み上がった状況にある。
 - 泊3号炉はPWRであり、PWR特有の設備等を有することから、まとめ資料に先行の審査内容を反映する際には、単純に直近の許可済みBWRプラントを反映するのではなく、適切な比較対象プラントを選定した上で反映する必要がある。

- 比較対象プラントを選定する考え方は、以下の通り。

【基準適合に係る設計を反映するために比較するプラント（基本となる比較対象プラント）選定の考え方】

各条文・審査項目の要求を満たすための設備構成・仕様、環境、運用を踏まえ、許可済みプラントの中から、新しい実績のプラントを選定する。具体的には以下の通り。

- ✓ 炉型に拠らず共通的な内容については、泊3号炉の地震・津波側審査が進捗した時点（2021年7月）で直近に許可済みであった女川2号炉を比較対象として先行審査知見の取り込みを行う。なお、同時期に審査が行われ、女川2号炉に次いで許可を受けた島根2号炉については、女川2号炉と島根2号炉の差異を確認し、島根2号炉との差異の中で泊3号炉の基準適合を示すために必要なものは反映する。
- ✓ 炉型固有の設備等を有する場合については、PWRプラントの新規制基準適合性審査の最終実績である大飯3/4号炉を選定する。
- ✓ 個別の設計事項に相似性がある場合（例えば3ループ特有の設計等）、大飯3/4号炉以外の適切なプラントを選定する。

【先行審査知見^{*1}を反映するために比較するプラント選定の考え方】

炉型に拠らないことから、まとめ資料を作成している時点で最新の許可済みプラントとする。具体的には以下の通り。

- ✓ 泊3号炉の地震・津波側審査が進捗した時点（2021年7月）で直近に許可済みであった女川2号炉を比較対象として先行審査知見の取り込みを行う。なお、同時期に

審査が行われ、女川 2 号炉に次いで許可を受けた島根 2 号炉については、女川 2 号炉と島根 2 号炉の差異を確認し、島根 2 号炉との差異の中で泊 3 号炉の基準適合を示すために必要なものは反映する。

※ 1 主な事項は、以下の通り

- ✓ これまでの審査の中で適正化された記載
- ✓ 基準適合性を示すための説明の範囲、深さ
- ✓ 設置（変更）許可申請書に記載する範囲、深さ

- 上述に基づく検討結果として、「基準適合に係る設計」と「先行審査知見」を反映するために選定した比較対象プラント一覧とその選定理由を別紙 1 に、条文・審査項目毎の詳細を別紙 2 に示す。
 - 別紙 1：比較対象プラント一覧
 - 別紙 2：比較対象プラント選定の詳細

以上

比較対象プラント一覧

凡例		
●大飯3/4号炉	●女川2号炉	●それ以外の場合

主な審査項目	ステータス	基準適合に係る設計を反映するための比較		先行審査知見を反映するための比較対象	比較表の様式
		比較対象	選定理由		
解析コード	概ね説明済み	有効性評価で使用する解析コードはプラント型式により相違しており、審査もPWR合同/BWR合同で実施済み。			
CV温度圧力	概ね説明済み	大飯3/4号炉 伊方3号炉	大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績 伊方3号炉：「3ループプラント」【PWR鋼製格納容器】	女川2号炉	泊-伊方-大飯
2次冷却系からの除熱機能喪失	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜
全交流動力電源喪失	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
原子炉補機冷却機能喪失	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜
原子炉格納容器の除熱機能喪失	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜
原子炉停止機能喪失	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
ECCS注水機能喪失	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
ECCS再循環機能喪失	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜
格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA、蒸気発生器伝熱管破損）	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
過圧破損	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
過温破損	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜
DCH	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
FCI	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
MCCI	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
水素燃焼	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
想定事故 1	概ね説明済み	大飯3/4号炉	PWRとBWRの使用済燃料ピット（プール）配置の相違などによって、重大事故等への対応に用いる具体的な手順及び設備設計が異なるため、PWRの最終審査実績である大飯3/4号炉を選定	女川2号炉	大飯-泊-女川
想定事故 2	概ね説明済み	大飯3/4号炉	PWRとBWRの使用済燃料ピット（プール）配置の相違などによって、重大事故等への対応に用いる具体的な手順及び設備設計が異なるため、PWRの最終審査実績である大飯3/4号炉を選定	女川2号炉	大飯-泊-女川

プラント

有効性評価（第37条）

炉心

CV

SFP

比較対象プラント一覧

凡例		
●大飯3/4号炉	●女川2号炉	●それ以外の場合

主な審査項目	ステータス	基準適合に係る設計を反映するための比較		先行審査知見を反映するための比較対象	比較表の様式
		比較対象	選定理由		
停止時	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川
	概ね説明済み	高浜3/4号炉 大飯3/4号炉	高浜3/4号炉：PWR3ループプラント 大飯3/4号炉：PWRの最終審査実績	女川2号炉	大飯-泊-高浜-女川

比較対象プラント選定の詳細（有効性評価）

【7.1.8：格納容器バイパス】

項目		内容
基準適合に係る設計を 反映するために 比較するプラント	プラント名	高浜3 / 4号炉、大飯3 / 4号炉
	具体的理由	<p>【高浜3 / 4号炉】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高浜3 / 4号炉は泊3号炉と有効性評価の対策・事象進展等が同様であるPWR3ループプラントであり、基準適合性を網羅的に比較可能 ・また、PWRにおける再稼働審査の最終審査実績である大飯3 / 4号炉と同一の電力会社のプラントであり、資料構成等も類似しているため効果的に比較可能 <p>【大飯3 / 4号炉】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大飯3 / 4号炉はPWRにおける再稼働審査の最終審査実績であり、基準への適合性を網羅的に比較可能
先行審査知見を 反映するために 比較するプラント	プラント名	女川2号炉
	反映すべき知見を得るための主な方法	<p>① 比較表による比較：比較表に掲載し、先行審査知見（基準適合上で考慮すべき事項、記載内容の充実を図るべき点）の比較・整理を行い、その結果、必要な内容が記載されていることを確認した。（文言単位の比較は行わない）</p> <p>② 資料構成の比較※：当該条文のまとめ資料の構成について比較・整理を行い、その結果、必要と判断した資料を追加することとした。</p> <p>[事例] 添付資料</p>
	(当該方法の選定理由)	<p>① 当該条文は、原子炉施設に共通の要求に係る条文であり、文章構成も類似の部分があることから、比較表形式での比較により先行審査知見の確認が可能のため。</p> <p>② 資料の文章構成が異なる場合であっても、資料構成の比較・整理により基準適合の説明のために必要な資料の充足性を確認することが可能のため。</p>

※ 女川2号炉との資料構成の比較に加え、PWRの先行審査実績の取り込みの総括として、大飯3 / 4号炉のまとめ資料の作成状況（資料構成と内容）を条文・審査項目毎に確認し、基準適合性の網羅的な説明に必要な資料が揃っていることを確認する。

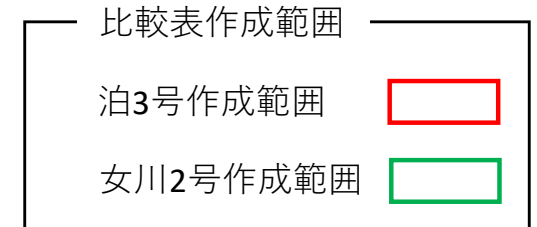
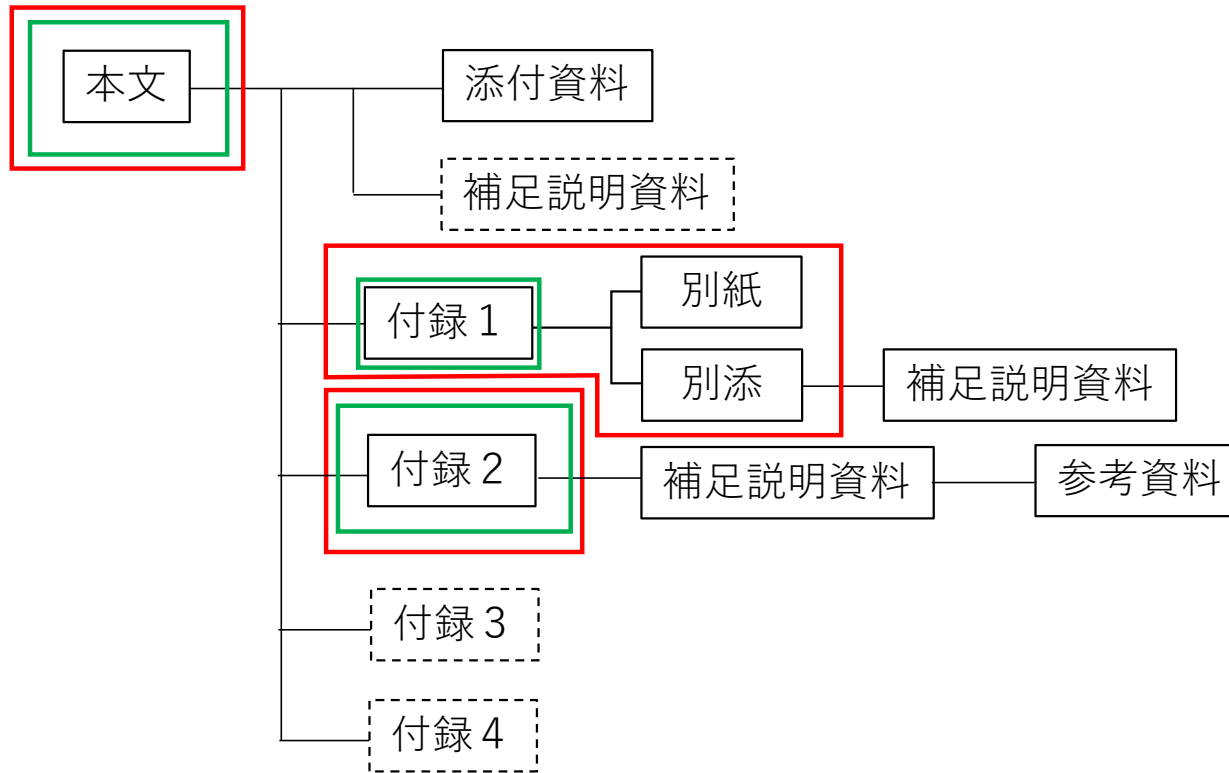
【凡例】 ○：記載あり
 ×：記載なし
 (○)：本文の資料の他箇所に記載
 △：他条文の資料などに記載

7.1.8 格納容器バイパス

プラント		泊3号炉 作成状況		まとめ資料の作成を不要とした理由	まとめ資料または比較表を新たに作成することとした理由 もしくは 記載の充実を図ることとした理由	比較表を作成していない理由
女川	泊	まとめ資料	比較表			
本文	本文	○	○			
添付資料2.7.1 インターフェイスシステムLOCA発生時の破断面積及び現場環境について	添付資料 7.1.8.4 インターフェイスシステムLOCA発生時の余熱除去系統の破断面積及び破断面積について 【技術的能力 添付資料】 添付資料1.3.17 インターフェイスシステムLOCA発生時の対応操作の成立性について	○	×			
添付資料2.7.2 安定状態について	添付資料 7.1.8.7 安定停止状態について①	○	×			
添付資料2.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））	添付資料 7.1.8.13 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（格納容器バイパス）	○	×			
添付資料2.7.4 7日間における燃料評価結果について（格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA））	添付資料 7.1.8.17 燃料評価結果について	×-○	×		泊では燃料の評価結果が2次冷却系からの除熱機能喪失と同一だったため2次冷却系からの除熱機能喪失の添付資料7.1.1.12を参照していたが、本事象の添付資料とした方が適切と判断したため新規に作成する	
	添付資料 7.1.8.1 インターフェイスシステムLOCA時における高圧注入ポンプから充てんポンプへの切替えについて	○	×			
	添付資料 7.1.8.2 破損側SGの隔離操作を実施の際に補助給水の停止操作の妥当性について	○	×			
	添付資料 7.1.8.3 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件（格納容器バイパス）	○	×			添付資料は、対策の有効性を確認するための補足的な内容を記載したものであるため、比較表を作成していない。
	添付資料 7.1.8.5 インターフェイスシステムLOCA時における蓄圧タンク初期条件設定の影響	○	×			
	添付資料 7.1.8.6 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について	○	×			
	添付資料 7.1.8.8 蒸気発生器伝熱管破損時における長期炉心冷却について	○	×			
	添付資料 7.1.8.9 蒸気発生器伝熱管破損+破損蒸気発生器隔離失敗時の放射性物質の放出について	○	×			
	添付資料 7.1.8.10 破損SGの違いによる事象収束の違いについて	○	×			
	添付資料 7.1.8.11 安定停止状態について②	○	×			
	添付資料 7.1.8.12 「蒸気発生器伝熱管破損+破損蒸気発生器隔離失敗」における格納容器スプレイの作動について	○	×			
	添付資料 7.1.8.14 クールダウンアンドリサーキュレーション操作の時間余裕について	○	×			
	添付資料 7.1.8.15 「蒸気発生器伝熱管破損+破損蒸気発生器隔離失敗」における1次系保有水量と加圧器水位について	○	×			
	添付資料 7.1.8.16 格納容器バイパス事象における再循環運転開始水位について	○	×			

泊3号炉 比較表の作成範囲

37条 有効性評価



※ () 書きは泊と女川で資料名が異なる場合の女川の資料名称
破線の四角は泊になく、女川にしかない資料

◆資料構成、資料概要、比較表を作成していない理由については次ページ参照

泊3号炉 比較表の作成範囲

37条 有効性評価

資料構成	資料概要	比較表を作成していない理由
本文	設置変更許可申請書本文及び添付書類十に記載する内容を記載した資料	
添付資料	基本方針及び各対策の有効性を確認するために必要となる補足的な内容を記載した資料	添付資料は、対策の有効性を確認するための補足的な内容を記載したものであるため、比較表を作成していない。
(補足説明資料)	基本方針及び各対策の有効性を確認するために必要となる補足的な内容を記載した資料	本資料は女川が各審査会合時点での設備・手順等の内容を記載した資料であり、女川特有の資料であるため、まとめ資料を作成していないことから、比較表もない。
付録1	事故シーケンスグループ等の選定について記載した資料(後日提出)	
別紙	付録1の補足的な説明資料	
別添	個別プラントのPRA評価	
別紙(補足説明資料)	別添の補足的な説明資料	個別プラントのPRA評価を補足する内容を記載しているものであるため、比較表を作成していない。

泊3号炉 比較表の作成範囲

37条 有効性評価

資料構成	資料概要	比較表を作成していない理由
付録2	原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価について記載した資料	
補足説明資料、参考資料	付録2の具体的評価を記載した資料及び補足的な説明資料	<p>基準適合性を確認するために必要な基本方針及び各対策の有効性は本文、付録2に記載しており、比較表を作成し、差異について考察している。</p> <p>補足説明資料及び参考資料は、プラント固有の具体的評価結果を記載しているため、比較表を作成していない。</p>
(付録3)	解析コードに関する説明資料	<p>解析コードの資料に関してはPWRとBWRで使用する解析コードや妥当性説明が異なること、また、PWRでは解析コードに関する審査資料が公開文献化されており、泊では公開文献を引用する資料構成としていることから、まとめ資料を作成していないことから、比較表もない。</p>
(付録4)	原子炉格納容器からエアロゾル粒子が漏えいする際の捕集効果に関する資料	<p>PWRではエアロゾル粒子の捕集効果に期待していないため作成不要と判断し、まとめ資料を作成していないことから、比較表もない。</p>