

資料 4 - 2

泊発電所 3 号炉 審査資料	
資料番号	SAE721P-9 r.9.0
提出年月日	令和5年6月20日

泊発電所 3 号炉
重大事故等対策の有効性評価
比較表

7.2.1.1 格納容器過圧破損

令和 5 年 6 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。

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>比較結果等をとりとまとめた資料</p> <p>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)</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>d. 当社が自主的に変更したもの : 下記1件</p> <p>・SFP注水操作開始がSFPの沸騰開始前に可能になるようにタイムチャートを修正(第7.2.1.1.3図)【比較表P68】</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>d. 当社が自主的に変更したもの : なし</p> <p>1-3) バックフィット関連事項</p> <p>なし</p> <p>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</p> <p>2-1) 比較表の構成について</p> <p>・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、「相違理由」欄に相違理由を記載しているプラントを【大飯】【高浜】と記載している</p> <p>・参考までに泊の「格納容器過圧破損」の横に女川の「格納容器過圧・過温破損」を掲載した。これは両者、大LOCAを起因事象としているため。そのうえで、女川は代替循環冷却系を使用する場合と、フィルタベントを使用する場合の2つの評価を行っているが、泊はフィルタベントを設置していないため、女川の代替循環冷却系を使用する事象を掲載する。</p> <p>2-2) 泊3号炉の特徴について</p> <p>・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)</p> <ul style="list-style-type: none"> ●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 				

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2-3) 有効性評価の主な項目				
項目	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
格納容器破損モードの特徴	LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ注入機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガスの蓄積により、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器圧力が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過圧破損に至る。	LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガスの蓄積により、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器圧力が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過圧破損に至る。	発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故(LOCA)又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、ECCS等の安全機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等の蓄積によって、原子炉格納容器内の雰囲気圧力が徐々に上昇し、原子炉格納容器の過圧により原子炉格納容器の破損に至る。	相違なし
格納容器破損防止対策	原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。	原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。	原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、初期の対策として代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイを整備する。また、安定状態に向けた対策としてC、D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。	設計の相違 ・代替格納容器スプレイに関しては、大飯、高浜は燃料取替用水タンク（ピット）と海水を水源とする2種類のポンプを使用するが、泊は燃料取替用水ピットを水源とする代替格納容器スプレイポンプを使用し、燃料取替用水ピットが枯渇する前までに海水を補給することでスプレイを継続する（1台のポンプでスプレイを継続する点では伊方と同様）
評価事故シーケンス	「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」			相違なし
有効性評価の結果（評価項目等）	原子炉格納容器圧力：事象発生時の約14時間後に最高値約0.43MPa[gage]となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍(0.78MPa[gage])を下回る。 放射性物質の総放出量：事象発生から7日後までのCs-137の総放出量は約5.2TBqにとどまり、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に示された100TBqを十分下回る。	原子炉格納容器圧力：格納容器内自然対流冷却により事象発生時の約47時間後に最高値約0.335MPa[gage]となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍(0.566MPa[gage])を下回る。 放射性物質の総放出量：事象発生から7日後までのCs-137の総放出量は約4.2TBqにとどまり、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に示された100TBqを十分下回る。	原子炉格納容器圧力：事象発生時の約45時間後に最高値約0.360MPa[gage]となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は原子炉格納容器の限界圧力0.566MPa[gage]を超えない。 放射性物質の総放出量：事象発生から7日後までのCs-137の総放出量は約5.1×10 ¹ TBqにとどまり、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に示された100TBqを下回る。	解析結果の相違 ・泊ではエアロゾル粒子の捕集効果(DF10)に期待するため値が1桁低い

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2-4) 主な差異				
項目	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
イグナイタの起動タイミング	非常用炉心冷却設備作動信号が発信すれば、原子炉格納容器水素燃焼装置の自動起動を確認する。	大飯と同じ	炉心出口温度指示が350℃到達又は非常用炉心冷却設備作動信号の発信を伴う1次冷却材喪失時にすべての高圧注入系が機能喪失すれば、格納容器水素イグナイタを起動する	設計の相違 ・イグナイタの起動は、大飯、高浜は非常用炉心冷却設備作動信号により自動起動するが、泊は手動起動（伊方と同様）
2-5) 相違理由の省略				
相違理由	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違が生じている理由
設備名称の相違	静的触媒式水素再結合装置	静的触媒式水素再結合装置	原子炉格納容器内水素処理装置	—
	原子炉格納容器水素燃焼装置	原子炉格納容器水素燃焼装置	格納容器水素イグナイタ	—
	恒設代替低圧注水ポンプ	恒設代替低圧注水ポンプ	代替格納容器スプレイポンプ	—
	空冷式非常用発電装置	空冷式非常用発電装置	代替非常用発電機	—
	B充てんポンプ（自己冷却）	B充てん/高圧注入ポンプ（自己冷却）	B-充てんポンプ（自己冷却）	—
	可搬型格納容器水素ガス濃度計	可搬型格納容器内水素濃度計測装置	可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット	—
	燃料取替用水ビット	燃料取替用水タンク	燃料取替用水ビット	—
	A、D格納容器再循環ユニット	A、B格納容器再循環ユニット	C、D-格納容器再循環ユニット	—
	大容量ポンプ	大容量ポンプ	可搬型大型送水ポンプ車	—
記載表現の相違	原子炉下部キャビティ	原子炉格納容器床	原子炉下部キャビティ	（大飯と同様）
	開処置/開操作	開放	開処置/開操作	（大飯と同様）
	1次冷却系	1次系	1次冷却系	（大飯と同様）
	低下	低下	減少	1次冷却系の保有“水量”に対して低下ではなく減少がより適正と判断
	動作	作動	動作	（大飯と同様）

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3. 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>本原子炉施設において選定された格納容器破損モードごとに選定した評価事故シーケンスについて、その発生要因と、当該事故に対処するために必要な対策について説明し、格納容器破損防止対策の有効性評価を行い、その結果について説明する。</p> <p>3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）</p> <p>3.1.1 格納容器過圧破損</p> <p>3.1.1.1 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策</p> <p>(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、SED、TED、TEW、AEW、SLW、SEW及びAEDがある。</p> <p>(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ注入機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガスの</p>	<p>3. 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）</p> <p>3.1.1 格納容器過圧破損</p> <p>3.1.1.1 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策</p> <p>(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、SED、TED、TEW、AEW、SLW、SEW及びAEDがある。</p> <p>(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガスの蓄積により、緩</p>	<p>3. 運転中の原子炉における重大事故</p> <p>3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）</p> <p>3.1.1 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策</p> <p>(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、TQUV、TQUX、長期TB、TBD、TBU、TBP、AE、S1E及びS2Eがある。</p> <p>(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では、発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故（LOCA）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、ECCS等の安全機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の</p>	<p>7.2 運転中の原子炉における重大事故</p> <p>7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）</p> <p>7.2.1.1 格納容器過圧破損</p> <p>7.2.1.1.1 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策</p> <p>(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、SED、TED、SLW、AEW、TEW、AED及びSEWがある。</p> <p>(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」では、発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故（LOCA）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、ECCS等の安全機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の</p>	<p>【大飯】 記載方針の相違 ・大飯は保守書類十と同様の記載をまとめ資料にも記載しているが、泊は保守書類十に追加するがまとめ資料には記載しない方針（高浜、女川と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 記載順の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実議の反映）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>蓄積により、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器圧力が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過圧破損に至る。</p> <p>したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉格納容器雰囲気冷却及び除熱し、原子炉格納容器圧力の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、熔融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制するため、原子炉下部キャビティへ注水し原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心を冷却することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。さらに、継続的に発生する水素を処理する。</p>	<p>緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器圧力が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過圧破損に至る。</p> <p>したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉格納容器雰囲気冷却及び除熱し、原子炉格納容器圧力の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、熔融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制するため、原子炉格納容器床へ注水し原子炉格納容器床に落下した熔融炉心を冷却することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。さらに、継続的に発生する水素を処理する。</p>	<p>熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等の蓄積によって、格納容器内の雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し、格納容器の過圧・過温により格納容器の破損に至る。</p> <p>したがって、本格納容器破損モードでは、損傷炉心の冷却のための低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却、また、代替循環冷却系又は原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱によって格納容器の破損及び放射性物質の異常な水準での敷地外への放出を防止する。</p> <p>本格納容器破損モードは、原子炉格納容器バウンダリに対する過圧・過温の観点で厳しい事象であり、代替循環冷却系の使用可否により、格納容器圧力・温度等の挙動が異なることが想定されるため、代替循環冷却系を使用する場合と使用できない場合の両者について、格納容器破損防止対策の有効性評価を行う。代替循環冷却系が使用できる場合には、原子炉格納容器フィルタベント系よりも優先して使用する。なお、本格納容器破損モードの評価では重大事故等対処設備による原子炉注水機能に期待しており、原子炉圧力容器破損に至ることはないが、重大事故等対処設備による原子炉注水機能に期待せず原子炉圧力容器破損に至る場合については、「3.2 高圧熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」、「3.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料冷却材相互作用」及び「3.5 熔融炉</p>	<p>熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等の蓄積によって、原子炉格納容器内の雰囲気圧力が徐々に上昇し、原子炉格納容器の過圧により原子炉格納容器の破損に至る。</p> <p>したがって、本格納容器破損モードでは、代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器冷却、また、格納容器再循環ユニットによる原子炉格納容器除熱によって原子炉格納容器の破損及び放射性物質の異常な水準での敷地外への放出を防止する。また、熔融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制するため、代替格納容器スプレイポンプによって原子炉下部キャビティへ注水し原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心を冷却することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。さらに、原子炉格納容器内水素処理装置によって継続的に発生する水素を処理、低減させるとともに最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより原子炉格納容器雰囲気の除熱を行う。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯 高浜】 記載方針の相違（女川 表裏の反転） ・女川に合わせて具体的な設備及び手段を記載</p> <p>【大飯 高浜】 記載方針の相違 ・他事案に合わせてCV除熱等に関して記載を追加（伊方と同様）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(3) 格納容器破損防止対策</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。</p> <p>また、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、代替格納容器スプレイにより原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。</p> <p>さらに、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備として原子炉格納容器水素燃焼装置を設置する。</p> <p>本格納容器破損モードに係る重大事故等対策の概略系統図を第3.1.1.1図に、対応手順の概要を第3.1.1.2図に示すとともに、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3.1.1.1表に示す。</p>	<p>(3) 格納容器破損防止対策</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。</p> <p>また、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、代替格納容器スプレイによって原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。</p> <p>さらに、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備として原子炉格納容器水素燃焼装置を設置する。</p> <p>本格納容器破損モードに係る重大事故等対策の概略系統図を第3.1.1.1図に、対応手順の概要を第3.1.1.1.2図に示すとともに、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3.1.1.1表に示す。</p>	<p>心・コンクリート相互作用」にて確認する。</p> <p>3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合</p> <p>3.1.2.1 格納容器破損防止対策</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」で想定される事故シーケンスに対して、格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、初期の対策として低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水手段を整備する。また、安定状態に向けた対策として代替循環冷却系による格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図を第3.1.2.1図及び第3.1.2.2図に、対応手順の概要を第3.1.2.3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3.1.2.1表に示す。</p>	<p>(3) 格納容器破損防止対策</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、初期の対策として代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイを整備する。また、安定状態に向けた対策としてC、D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。</p> <p>また、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、代替格納容器スプレイにより原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。</p> <p>さらに、継続的に発生する水素を処理するため、原子炉格納容器内水素処理装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備として格納容器水素イグナイタを設置する。</p> <p>本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図を第7.2.1.1.1図に、対応手順の概要を第7.2.1.1.2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7.2.1.1.1表に示す。</p>	<p>【大飯 高岡】 記載表現の相違(女川 実質的反映)</p> <p>【大飯 高岡】 設計の相違</p> <p>・代替格納容器スプレイに関しては、大飯、高岡は燃焼取水ポンプと海水を水源とする2種類のポンプを使用するが、泊は燃焼取水ポンプを水源とするポンプを使用し、燃焼取水ポンプが故障する前まで海水を補給することでスプレイを継続する(1台のポンプでスプレイを継続する点では伊方と同様)</p> <p>【大飯 高岡】 記載表現の相違(女川 実質的反映)</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>本格納容器破損モードのうち、「3.1.1.2(1) 有効性評価の方法」に示す評価事故シナリオにおける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、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計48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14名（1号炉及び2号炉中央制御室要員4名を含む。）である。発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員が26名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員が6名である。この必要な要員と作業項目について第3.1.1.3図に示す。</p> <p>なお、評価事故シナリオ以外の事故シナリオについては、作業項目を評価事故シナリオと比較し、必要な要員数を確認した結果、48名で対処可能である。また、本評価事故シナリオにおいては、全交流動力電源喪失を想定しており、その手順については「2.2 全交流動力電源喪失」の「2.2.1(3) 炉心損傷防止対策」による。</p> <p>a. 事象の発生及び対応処置</p> <p>LOCA、過渡事象、全交流動力電源喪失等が発生し、原子炉自動停止</p>	<p>本格納容器破損モードのうち、「3.1.1.2(1) 有効性評価の方法」に示す評価事故シナリオにおける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、緊急安全対策要員、本部要員及び召集要員で構成され、合計84名である。その内訳は以下のとおりである。召集要員に期待しない事象発生後の6時間後までは、中央制御室の運転員が、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16名（内1号炉及び2号炉中央制御室要員6名）、発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員が22名、関係各所に通報連絡等を行う本部要員が6名である。召集要員に期待する事象発生後の6時間以降に必要な召集要員は38名である。この必要な要員と作業項目について第3.1.1.3図に示す。</p> <p>なお、評価事故シナリオ以外の事故シナリオについては、作業項目を評価事故シナリオと比較し、必要な要員数を確認した結果、84名で対処可能である。また、本評価事故シナリオにおいては、全交流動力電源喪失を想定しており、その手順については「2.1.2 全交流動力電源喪失」の「2.1.2.1(3) 炉心損傷防止対策」による。</p> <p>a. 事象の発生及び対応処置</p> <p>LOCA、過渡事象、全交流動力電源喪失等が発生し、原子炉自動停止、</p>	<p>(添付資料 3.1.2.1)</p> <p>本格納容器破損モードにおける評価事故シナリオにおいて、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3.1.2.4図に示す。</p> <p>なお、評価事故シナリオ以外の事故シナリオについては、作業項目を評価事故シナリオと比較し、必要な要員数を確認した結果、30名で対処可能である。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化又は原子炉冷却材喪失事故(LOCA)が発生</p>	<p>本格納容器破損モードにおける評価事故シナリオにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、災害対策要員、災害対策要員（支援）及び災害対策本部要員で構成され、合計21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、中央監視及び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、災害対策要員が9名、災害対策要員（支援）が2名、関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員が4名である。必要な要員と作業項目について第7.2.1.1.3図に示す。</p> <p>なお、評価事故シナリオ以外の事故シナリオについては、作業項目を評価事故シナリオと比較し、必要な要員数を確認した結果、21名で対処可能である。また、本評価事故シナリオにおいては、全交流動力電源喪失を想定しており、その手順については「7.1.2 全交流動力電源喪失」の「7.1.2.1(3) 炉心損傷防止対策」による。</p> <p>a. 事象の発生及び対応処置</p> <p>LOCA、過渡事象、全交流動力電源喪失等が発生し、原子炉自動停止、</p>	<p>【大阪 高岡】 記載表現の相違（女川 緑字の反映）</p> <p>【大阪 高岡】 体制の相違</p> <p>・大阪及び高浜がインフラ的なのに対して、泊はシグナラントのため少ない要員数となっている。また、主にサポート系故障時に実施する作業については、設備構成等の相違により泊は対応が少なく（デイスクリプス取付、仮設水槽配備等が不要）、比較的少人数での対応が可能となっている。</p> <p>【大阪 高岡】 体制の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>止、非常用炉心冷却設備作動信号、格納容器スプレイ信号の自動発信等を確認すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの作動状況を確認する。その後、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能、補助給水系の機能喪失等の安全機能喪失が発生すれば、事象進展に従い喪失した安全機能に対応する手順に移行する。</p> <p>事象の発生及び対応処置に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>b. 全交流動力電源喪失の判断 外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応 中央制御室からの非常用母線の</p>	<p>非常用炉心冷却設備作動信号、格納容器スプレイ信号の自動発信等を確認すれば、原子炉トリップ、安全注入系及び格納容器スプレイ系の作動状況を確認する。その後、低圧注入系・高圧注入系の作動不能、補助給水系の機能喪失等の安全機能喪失が発生すれば、事象進展に従い喪失した安全機能に対応する手順に移行する。</p> <p>事象の発生及び対応処置に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>b. 全交流動力電源喪失の判断 外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応 中央制御室からの非常用母線の</p>	<p>して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。 外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより所内高圧系統(6.9kV)の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至ることから、全交流動力電源喪失を確認する。 全交流動力電源喪失を確認するために必要な計装設備は、6-2C母線電圧及び6-2D母線電圧である。 なお、対応操作は、原子炉水位、格納容器圧力等の徴候に応じて行うため、破断面積や破断位置が今回の想定と異なる場合や、破断位置が特定できない場合においても、対応する操作手順に変更はない。</p> <p>b. ECCS等機能喪失確認 ECCS等の安全機能の喪失を確認する。 ECCS等機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統のポンプ出口流量である。</p> <p>【記載順の入替え】</p> <p>e. 早期の電源回復不能判断及び対応 準備</p>	<p>非常用炉心冷却設備作動信号、格納容器スプレイ信号の自動発信等を確認すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの作動状況を確認する。その後、低圧注入系及び高圧注入系の動作不能、補助給水系の機能喪失等の安全機能喪失が発生すれば、事象進展に従い喪失した安全機能に対応する手順に移行する。</p> <p>事象の発生及び対応処置に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>b. 全交流動力電源喪失の判断 外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電圧が「0V」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。また、蓄電池（非常用）による非常用直流母線への給電を確認する。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応 中央制御室からの非常用母線の</p>	<p>【大飯 商詞】 記載表現の相違 【大飯 商詞】 記載方針の相違 ・泊3号のSBO事象と同様に非常用直流母線への給電確認を明確化している（伊方と同様）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して、空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、B充てんポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニユラス空気浄化系ダンパへの作動空気供給、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系ダンパの開処置並びに送水車の準備を開始する。</p> <p>また、安全系補機の非常用母線からの切離しを実施し、その後、空冷式非常用発電装置を起動する。空冷式非常用発電装置の起動が完了すれば、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電操作を実施することにより、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電を開始する。</p> <p>d. 1次冷却材漏えいの判断 加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エアモニタの上昇等により、1次冷却材漏えいの判断を行う。 1次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。 （添付資料2.2.1）</p> <p>e. 補助給水系の機能喪失の判断 すべての蒸気発生器補助給水流</p>	<p>電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、B充てん/高圧注入ポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニユラス空気浄化設備ダンパへの作動空気供給、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系ダンパの開放並びに消防ポンプの準備を開始する。</p> <p>また、安全系補機の非常用母線からの切離しを実施し、その後、空冷式非常用発電装置を起動する。空冷式非常用発電装置の起動が完了すれば、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電操作を実施することにより、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電を開始する。</p> <p>d. 1次冷却材漏えいの判断 加圧器水位・圧力の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器サンプ・格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エアモニタの上昇等により、1次冷却材漏えいの判断を行う。 1次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。 （添付資料2.2.3）</p> <p>e. 補助給水系の機能喪失の判断 すべての蒸気発生器補助給水流</p>	<p>中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線(6.9kV)の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、原子炉補機代替冷却水系及び低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)の準備を開始する。</p>	<p>電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して代替非常用発電機、代替格納容器スプレイポンプ、B-充てんポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニユラス空気浄化系の空気作動弁及びダンパへの代替空気供給、格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系ダンパの開処置並びに可搬型大型送水ポンプ車の準備を開始する。</p> <p>また、安全系補機の非常用母線からの切離しを実施し、その後、代替非常用発電機を起動する。代替非常用発電機の起動が完了すれば、代替非常用発電機から非常用母線への給電操作を実施することにより、代替非常用発電機から非常用母線への給電を開始する。</p> <p>d. 1次冷却材漏えいの判断 加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エアモニタの上昇等により、1次冷却材漏えいの判断を行う。 1次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。 （添付資料7.1.2.2）</p> <p>e. 補助給水系の機能喪失の判断 すべての補助給水流量指示の合</p>	<p>【大飯 高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯 高浜】</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>量計指示の合計が125m³/h未満であれば、補助給水系の機能喪失の判断を行う。</p> <p>補助給水系の機能喪失の判断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>f. 高圧注入系、低圧注入系の動作不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認</p> <p>1次冷却材漏えい時において、非常用炉心冷却設備作動信号の発信、高圧注入流量、低圧注入流量等の指示により、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能を確認し、格納容器スプレイ信号の発信と格納容器スプレイ流量等の指示により格納容器スプレイ自動作動を確認する。</p> <p>高圧注入系及び低圧注入系の動作不能の確認に必要な計装設備は、高圧注入流量等であり、格納容器スプレイ自動作動の確認に必要な計装設備は、格納容器スプレイ積算流量等である。</p> <p>g. 原子炉格納容器水素燃焼装置の起動</p> <p>非常用炉心冷却設備作動信号が</p>	<p>量計指示の合計が80m³/h未満であれば、補助給水系の機能喪失の判断を行う。</p> <p>補助給水系の機能喪失の判断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>f. 低圧注入系・高圧注入系の作動不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認</p> <p>1次冷却材漏えい時において、非常用炉心冷却設備作動信号の発信、低圧注入流量、高圧注入流量等の指示により、低圧注入系・高圧注入系の作動不能を確認し、格納容器スプレイ信号の発信と格納容器スプレイ流量等の指示により格納容器スプレイ自動作動を確認する。</p> <p>また、所内電源及び外部電源喪失が発生しておらず、1次冷却材漏えいにより非常用炉心冷却設備作動信号が発信すれば、原子炉格納容器水素燃焼装置の自動起動を確認する。</p> <p>低圧注入系・高圧注入系の作動不能の確認に必要な計装設備は、高圧安全注入流量等であり、格納容器スプレイ自動作動の確認に必要な計装設備は、格納容器スプレイ流量積算等である。</p> <p>g. 原子炉格納容器水素燃焼装置の起動</p> <p>非常用炉心冷却設備作動信号が</p>	<p>【再掲】</p> <p>b. ECCS等機能喪失確認</p> <p>ECCS等の安全機能の喪失を確認する。</p> <p>ECCS等機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統のポンプ出口流量である。</p>	<p>計が80m³/h未満であれば、補助給水系の機能喪失の判断を行う。</p> <p>補助給水系の機能喪失の判断に必要な計装設備は、補助給水流量等である。</p> <p>f. 低圧注入系、高圧注入系の動作不能及び格納容器スプレイ自動作動の確認</p> <p>1次冷却材漏えい時において、非常用炉心冷却設備作動信号の発信、低圧注入流量、高圧注入流量等の指示により、低圧注入系及び高圧注入系の動作不能を確認し、格納容器スプレイ信号の発信と格納容器スプレイ流量等の指示により格納容器スプレイ自動作動を確認する。</p> <p>低圧注入系及び高圧注入系の動作不能を確認するために必要な計装設備は、高圧注入流量等であり、格納容器スプレイの自動作動を確認するため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>g. 格納容器水素イグナイタの起動</p> <p>炉心出口温度指示が350℃到達又</p>	<p>設備名称の相違 【大坂】 設計の相違</p> <p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大坂】 記載表現の相違 ・泊3号機、高圧の記載順で統一</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・イグナイタの起動は、大坂、高浜は非常用炉心冷却設備作動信号により自動起動するが、泊は手動起動（伊方と同様）</p> <p>【大坂 高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大坂 高浜】</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>発信すれば、原子炉格納容器水素燃焼装置の自動起動を確認する。全交流動力電源が喪失している場合は、空冷式非常用発電装置による電源の回復後、速やかに原子炉格納容器水素燃焼装置を起動する。</p>	<p>発信すれば、原子炉格納容器水素燃焼装置の自動起動を確認する。全交流動力電源が喪失している場合は、空冷式非常用発電装置による電源の回復後、速やかに原子炉格納容器水素燃焼装置を起動する。</p>		<p>は非常用炉心冷却設備作動信号の発信を伴う1次冷却材喪失時にすべての高圧注入系が機能喪失すれば、格納容器水素イグナイタを起動する。また、全交流動力電源喪失時には、代替非常用発電機より受電すれば、速やかに格納容器水素イグナイタを起動する。 格納容器水素イグナイタの起動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>設計の相違 ・差異理由については、項目を参照（伊方と同様）</p>
<p>h. 可搬型格納容器水素ガス濃度計の準備</p> <p>炉心出口温度 350℃以上又は格納容器内高レンジエリアモニタ 1×10⁵mSv/h 以上となれば、可搬型格納容器水素ガス濃度計の準備を開始する。</p> <p>可搬型格納容器水素ガス濃度計の準備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. 可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備</p> <p>炉心出口温度 350℃以上又は格納容器内高レンジエリアモニタ 1×10⁵mSv/h 以上となれば、可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備を開始する。</p> <p>可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備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. 可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット及び可搬型アナユラス水素濃度計測ユニットの準備</p> <p>炉心出口温度 350℃以上又は格納容器内高レンジエリアモニタ 1×10⁵mSv/h 以上となれば、可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット及び可搬型アナユラス水素濃度計測ユニットの準備を開始する。</p> <p>可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット及び可搬型アナユラス水素濃度計測ユニットの準備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>【大飯 高岡】 記載方針の相違 ・泊はアナユラス部の水素濃度測定についても記載する方針（伊方と同様） 【大飯 高岡】 設備名称の相違</p>
<p>i. 炉心損傷の判断</p> <p>炉心出口温度 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ 1×10⁵mSv/h 以上により、炉心損傷と判断する。</p>	<p>i. 炉心損傷の判断</p> <p>炉心出口温度 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ 1×10⁵mSv/h 以上により、炉心損傷と判断する。</p> <p>(添付資料 3.1.1.1)</p>	<p>【記載順の入替え】</p> <p>c. 炉心損傷確認</p> <p>大破断LOCA時にECCS等の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急激に低下し、炉心が露出することで炉心損傷に至る。炉心損傷の判断は、ドライウェル又はサブプレッションチェンバ内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合とする。</p>	<p>i. 炉心損傷の判断</p> <p>炉心出口温度 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ 1×10⁵mSv/h 以上により、炉心損傷と判断する。</p>	<p>【高岡】 記載順序の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>炉心損傷の判断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。 (添付資料 3.1.1.1)</p>	<p>炉心損傷の判断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>炉心損傷を確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線 モニタ(D/W)及び格納容器内雰囲気放射線モニタ(S/C)である。 (添付資料 3.1.3.1)</p> <p>また、炉心損傷判断後は、格納容器内の pH 調整のため薬品注入の準備を行う。格納容器内の pH を7以上に制御することで、分子状無機よう素の生成が抑制され、その結果、有機よう素の生成についても抑制される。これにより、環境への有機よう素の放出量を低減させることができる。</p> <p>なお、有効性評価においては、pH 制御には期待しない。</p>	<p>炉心損傷の判断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。 (添付資料 7.2.1.1.1)</p>	<p>【大飯 高岡】 設備名称の相違 【高岡】 記載箇所の相違</p>
<p>j. 原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置動作状況の確認</p> <p>原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置によって原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、原子炉格納容器内状態監視装置盤の温度指示の上昇により確認する。</p> <p>(設置許可基準規則等への適合性について(重大事故等対処施設)補足説明資料 52-8, 52-10)</p>	<p>j. 原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置動作状況の確認</p> <p>原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置によって原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、原子炉格納容器内状態監視装置盤の温度指示の上昇により確認する。</p> <p>(設置許可基準規則等への適合性について(重大事故等対処施設)補足説明資料 52-8, 52-10)</p>	<p>d. 水素濃度監視</p> <p>炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素が発生することから、格納容器内の水素濃度を確認する。</p> <p>格納容器内の水素濃度を</p>	<p>j. 格納容器水素イグナイタ及び原子炉格納容器内水素処理装置動作状況の確認</p> <p>格納容器水素イグナイタ及び原子炉格納容器内水素処理装置によって原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、格納容器水素イグナイタ温度及び原子炉格納容器内水素処理装置温度の指示の上昇により確認する。</p> <p>(設置許可基準規則等への適合性について(重大事故等対処施設)補足説明資料 52-7, 52-9)</p>	<p>【大飯 高岡】 記載表現の相違</p>
<p>k. 水素濃度監視</p> <p>炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素が発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器水素ガス濃度計の</p>	<p>k. 水素濃度監視</p> <p>炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素が発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器内水素濃度計測装</p>	<p>d. 水素濃度監視</p> <p>炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素が発生することから、格納容器内の水素濃度を確認する。</p> <p>格納容器内の水素濃度を</p>	<p>k. 水素濃度監視</p> <p>炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素が発生することから、原子炉格納容器内及びアニユラス部の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器</p>	<p>【大飯 高岡】 記載表現の相違 ・差異理由の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>準備が整い次第運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。</p> <p>(添付資料 3.1.1.2)</p> <p>1. 1次冷却系強制減圧</p> <p>炉心損傷判断後、補助給水系の機能喪失により、1次冷却材圧力計指示が2.0MPa[gage]以上であれば、加圧器逃がし弁の代替空気(窒素ポンペ接続)の供給準備が完了次第、加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧操作を開始する。なお、加圧器逃がし弁使用準備においては、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリー(加圧器逃がし弁用)も準備する。</p> <p>1次冷却系強制減圧操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。</p> <p>m. 代替格納容器スプレイ</p> <p>格納容器スプレイ系が機能喪失している場合は、原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の熔融炉心・コンクリート相互作用の防止のため、恒設代替低圧注水ポンプ等の準備が完了し炉心損傷を判断し次第、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを開始する。なお、炉心の冷却については、B充てんポンプ(自己冷却)による代替炉心注水を行う。また、代替格納容器スプレイについては熔融炉</p>	<p>置の準備が整い次第運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。</p> <p>(添付資料 3.1.1.2)</p> <p>1. 1次系強制減圧</p> <p>炉心損傷判断後、補助給水系の機能喪失により、1次冷却材圧力計指示が2.0MPa[gage]以上であれば、窒素ポンペ(加圧器逃がし弁作動用)による駆動用空気の供給準備が完了次第、加圧器逃がし弁開放による1次系強制減圧操作を開始する。なお、加圧器逃がし弁使用準備においては、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリー(加圧器逃がし弁用)も準備する。</p> <p>1次系強制減圧操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。</p> <p>m. 代替格納容器スプレイ</p> <p>格納容器スプレイ系が機能喪失している場合は、原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の熔融炉心・コンクリート相互作用の防止のため、恒設代替低圧注水ポンプ等の準備が完了し炉心損傷を判断し次第、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを開始する。なお、炉心の冷却については、B充てん/高圧注入ポンプ(自己冷却)による炉心注水を行う。また、代替格納容器スプレイについては</p>	<p>るために必要な計装設備は、格納容器内水素濃度(D/W)及び格納容器内水素濃度(S/C)である。</p> <p>f. 常設代替交流電源設備による交流電源供給及び低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水</p> <p>中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による交流電源供給を開始し、残留熱除去系A系配管を用いた低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水を開始する。これにより、原子炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位が回復し、炉心は冠水する。</p> <p>低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系洗浄ライン流量(残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量)等である。</p> <p>なお、大破断LOCAにより格納容器温度が上昇し、ドライウエル温度が原子炉圧力の飽和温度を超えている場合は、水位不明と判断する。</p> <p>水位不明判断に必要な計装設備は、原子炉圧力及びドライウエル温度である。</p> <p>水位不明と判断した場合、原子炉水位は、崩壊熱及び原子炉注水量から推定して把握することができる。</p> <p>具体的には、原子炉底部から原子炉</p>	<p>内水素濃度計測ユニット及び可搬型アナログ水素濃度計測ユニットの準備が整い次第運転し、原子炉格納容器内水素濃度及びアナログ内水素濃度の測定を開始する。</p> <p>(添付資料 7.2.1.1.2)</p> <p>1. 1次冷却系強制減圧</p> <p>炉心損傷判断後、補助給水系の機能喪失により、1次冷却材圧力(広域)指示が2.0MPa[gage]以上であれば、加圧器逃がし弁操作用可搬型窒素ガスポンペによる駆動用空気の供給準備が完了次第、加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧操作を開始する。なお、加圧器逃がし弁使用準備においては、直流電源が喪失している場合には、加圧器逃がし弁操作用バッテリーも準備する。</p> <p>1次冷却系強制減圧操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力(広域)である。</p> <p>m. 代替格納容器スプレイ</p> <p>格納容器スプレイ系が機能喪失している場合は、原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の熔融炉心・コンクリート相互作用の防止のため、代替格納容器スプレイポンプ等の準備が完了し炉心損傷を判断し次第、代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイを開始する。なお、炉心の冷却については、B-充てんポンプ(自己冷却)による代替炉心注水を行う。また、代替格納容器スプレイについ</p>	<p>り⑧ページ参照</p> <p>【大飯 高岡】 設備名称の相違</p> <p>【大飯 高岡】 設備名称の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>心を冠水するために十分な水位（格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が61%）を確保し、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が61%から71%の間で代替格納容器スプレイを停止する。なお、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開し、恒設代替低圧注水ポンプの水源である燃料取替用水ピット水が枯渇するまでに、海水を水源とする可搬式代替低圧注水ポンプに切り替えて可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを行う。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイに必要な計装設備は、格納容器圧力（広域）等である。</p> <p>なお、格納容器スプレイ系が作動している場合は、再循環自動切替信号が発信すれば、格納容器スプレイ系再循環自動切替を確認し、以降、原子炉格納容器内の除熱が継続的に行われていることを確認する。</p> <p>格納容器スプレイ系再循環自動切替に必要な計装設備は、燃料取替用水ピット水位等である。 (添付資料2.2.7、3.1.1.3、3.4.1)</p> <p>n. アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動</p> <p>全交流動力電源喪失時、アンユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアンユラス空気浄化系ダンパの代替空気（窒素ボンベ接続）供給を行い、アンユラス</p>	<p>溶融炉心を冠水するために十分な水位（格納容器再循環サンプ広域水位67%）を確保し、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が67%から77%の間で代替格納容器スプレイを停止する。なお、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開し、恒設代替低圧注水ポンプの水源である燃料取替用水タンク水が枯渇するまでに、海水を水源とする可搬式代替低圧注水ポンプに切り替えて可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを行う。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイに必要な計装設備は、格納容器広域圧力等である。</p> <p>なお、格納容器スプレイ系が作動している場合は、再循環自動切替信号が発信すれば、格納容器スプレイ系再循環自動切替を確認し、以降、原子炉格納容器内の除熱が継続的に行われていることを確認する。</p> <p>格納容器スプレイ系再循環切替に必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等である。 (添付資料2.2.7、3.1.1.3、3.4.1)</p> <p>n. アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動</p> <p>全交流動力電源喪失時、アンユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアンユラス空気浄化系ダンパの代替空気（窒素ボンベ接続）供給を行い、アンユラス</p>	<p>水位レベル0まで冠水させるために必要な原子炉注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し、原子炉注水量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施し、その後、崩壊熱除去に必要な注水量で原子炉注水を維持する。</p> <p>(添付資料 3.1.2.2)</p> <p>g. 代替循環冷却系による格納容器除熱</p> <p>原子炉補機代替冷却系の準備が完了した後、原子炉補機代替冷却系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱に失敗した場合に、代替循環冷却系の運転準備のため、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を残留熱除去系A系配管から残留熱除去系B系配管に切り替える。代替循環冷却系の運転準備が完了した後、原子炉補機代替冷却系を用いた代替循環冷却系による格納容器除熱を開始するとともに低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を停止する。代替循環冷却系の循環流量は、代替循環冷却ポンプ出口流量及び残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系B系格納容器冷却ライン洗浄流量）を用いて、原子炉注入弁と格納容器スプレイ弁を中央制御室からの遠隔操作により原子炉注水と格納容器スプレイに分配し、それぞれ連続で原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。</p> <p>代替循環冷却系による原子炉注</p>	<p>ては溶融炉心を冠水するために十分な水位（格納容器再循環サンプ水位（広域）指示が71%）を確保し、格納容器再循環サンプ水位（広域）指示が71%から81%の間で代替格納容器スプレイを停止する。なお、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開し、代替格納容器スプレイポンプの水源である燃料取替用水ピット水が枯渇するまでに、可搬型大型送水ポンプ車により海水の補給を行い、代替格納容器スプレイを継続する。</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイに必要な計装設備は、原子炉格納容器圧力等である。</p> <p>なお、格納容器スプレイ系が作動している場合は、再循環切替の条件に達すれば、格納容器スプレイ系を再循環運転に切り替え、以降、原子炉格納容器内の除熱が継続的に行われていることを確認する。</p> <p>格納容器スプレイ系再循環切替に必要な計装設備は、燃料取替用水ピット水位等である。 (添付資料7.1.2.3、7.2.1.1.3、7.2.4.1)</p> <p>n. アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動</p> <p>全交流動力電源喪失時、アンユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアンユラス空気浄化系の空気作動弁及びダンパへの代替空気供給（窒素ボンベ接</p>	<p>【大飯 高岡】 設備名称の相違</p> <p>【大飯 高岡】 設けの相違</p> <p>【大飯 高岡】 設けの相違</p> <p>・差異理由(前述とおり)もページ参照</p> <p>【大飯 高岡】 設備名称の相違</p> <p>【大飯 高岡】 設けの相違</p> <p>・再循環切替は、大飯高岡は自動だが、泊は手動切替(伊方と同様)</p> <p>【大飯 高岡】 設けの相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>o. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>A、D格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。</p> <p>また、全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系が使用できない場合は、大容量ポンプを用いたA、D格納容器再循環ユニットへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行う。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。</p>	<p>空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>o. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>A、B格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。</p> <p>また、全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系が使用できない場合は、大容量ポンプを用いたA、B格納容器再循環ユニットへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行う。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。</p> <p>(添付資料 2.2.8)</p>	<p>水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系洗浄ライン流量(残留熱除去系B系格納容器冷却ライン洗浄流量)であり、格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、代替循環冷却ポンプ出口流量、ドライウェル圧力、サブプレッションプール水温度等である。</p> <p>また、水の放射線分解により水素及び酸素が発生することから、格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。</p> <p>格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気酸素濃度等である。</p>	<p>統)を行い、B-アニュラス空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>o. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>C、D-格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。</p> <p>また、全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系が使用できない場合は、可搬型大型送水ポンプ車を用いたC、D-格納容器再循環ユニットへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行う。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。</p>	<p>【大飯 高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 添付資料の相違 ・高浜では添付資料2.2.8にて、大容量ポンプ車の運用変更(SMP代替機能と放水機能の兼用を取り止め各々整備)を説明している。 泊は当初より可搬型大型送水ポンプ車を各々整備しており運用変更は実施していない。</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3.1.1.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>プラント損傷状態の選定結果については、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち、破断規模の大きい「A**」が、原子炉格納容器への1次冷却材放出量が大きく圧力上昇の観点で厳しく、また、ECCS又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器内へ注水されない「**D」が、圧力上昇が抑制されないという観点からより厳しい。したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は、破断規模が大きく、ECCS注水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する「AED」である。</p> <p>このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・中破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 <p>上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは中破断LOCAに比べ破断口径が大きく原子炉格納容器圧力上昇の観点で厳しくなる大破断LOCAを起因とした「大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」である。</p> <p>なお、本評価事故シーケンスにおいては、恒設代替低圧注水ポンプ及び可</p>	<p>3.1.1.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>プラント損傷状態の選定結果については、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち、破断規模の大きい「A**」が、原子炉格納容器への1次冷却材放出量が大きく圧力上昇の観点で厳しく、また、ECCS又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器内へ注水されない「**D」が、圧力上昇が抑制されないという観点からより厳しい。したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は、破断規模が大きく、ECCS注水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する「AED」である。</p> <p>このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・中破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 <p>上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは中破断LOCAに比べ破断口径が大きく原子炉格納容器圧力上昇の観点で厳しくなる大破断LOCAを起因とした「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」である。</p> <p>なお、本評価事故シーケンスにおいては、恒設代替低圧注水ポンプ及び可</p>	<p>3.1.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価する観点から、プラント損傷状態をLOCAに全交流動力電源喪失事象を加えた状態とし、中小破断LOCAに比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く、格納容器圧力及び温度上昇の観点で厳しい大破断LOCAを起因とする、「大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+全交流動力電源喪失」である。</p>	<p>7.2.1.1.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>プラント損傷状態の選定結果については、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち、破断規模の大きい「A**」が、原子炉格納容器への1次冷却材放出量が大きく圧力上昇の観点で厳しく、また、ECCS又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器内へ注水されない「**D」が、圧力上昇が抑制されないという観点からより厳しい。したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は、破断規模が大きく、ECCS注水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する「AED」である。</p> <p>このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・中破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 <p>上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは中破断LOCAに比べ破断口径が大きく原子炉格納容器圧力上昇の観点で厳しくなる大破断LOCAを起因とした「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」である。</p> <p>なお、本評価事故シーケンスにおいては、代替格納容器スプレイポンプに</p>	<p>【女川】 記載方針の相違 ・BWRは初めに厳しいプラント損傷状態を選定し、その後、選定されたプラント損傷状態の中から評価事故シーケンスを選定する過程を記載</p> <p>【大浜】 記載表現の相違</p> <p>【大飯 高圧】</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。</p> <p>さらに、本評価事故シーケンスは、炉心溶融が早く、事象進展中は原子炉格納容器圧力が高く推移することから、環境に放出される放射性物質質量が多くなる。したがって、本評価事故シーケンスにおいて、Cs-137の放出量評価を実施し、環境への影響をできるだけ小さく留めるものであることを確認する。</p> <p>本評価事故シーケンスにおいて、格納容器過圧破損に係る重要現象は以下のとおりである。</p> <p>a. 炉心における重要現象</p> <ul style="list-style-type: none"> 崩壊熱 燃料棒内温度変化 燃料棒表面熱伝達 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・対向流 <p>b. 原子炉容器、1次冷却系、加圧器及び蒸気発生器における重要現象</p> <ul style="list-style-type: none"> 炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション 炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達 炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融 炉心損傷後の原子炉容器にお 	<p>搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。</p> <p>さらに、本評価事故シーケンスは、炉心溶融が早く、事象進展中は原子炉格納容器圧力が高く推移することから、環境に放出される放射性物質質量が多くなる。したがって、本評価事故シーケンスにおいて、Cs-137の放出量評価を実施し、環境への影響をできるだけ小さく留めるものであることを確認する。</p> <p>本評価事故シーケンスにおいて、格納容器過圧破損に係る重要現象は以下のとおりである。</p> <p>a. 炉心における重要現象</p> <ul style="list-style-type: none"> 崩壊熱 燃料棒内温度変化 燃料棒表面熱伝達 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・対向流 <p>b. 原子炉容器、1次冷却系、加圧器及び蒸気発生器における重要現象</p> <ul style="list-style-type: none"> 炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション 炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達 炉心損傷後の原子炉容器破損、溶融 炉心損傷後の原子炉容器にお 	<p>本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化及び気液分離(水位変化)・対向流、原子炉圧力容器における ECCS 注水(給水系・代替注水設備含む)、炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション、構造材との熱伝達及び原子炉圧力容器内 FP 挙動、原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、サブプレッション・プール冷却、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達並びにスプレイ冷却並びに炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内 FP 挙動が重要現象となる。</p>	<p>よる代替格納容器スプレイ及び可搬型大型送水ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。</p> <p>さらに、本評価事故シーケンスは、炉心溶融が早く、事象進展中は原子炉格納容器圧力が高く推移することから、環境に放出される放射性物質質量が多くなる。したがって、本評価事故シーケンスにおいて、Cs-137の放出量評価を実施し、環境への影響をできるだけ小さく留めるものであることを確認する。</p> <p>本評価事故シーケンスにおいて、格納容器過圧破損に係る重要現象は以下のとおりである。</p> <p>a. 炉心における重要現象</p> <ul style="list-style-type: none"> 崩壊熱 燃料棒内温度変化 燃料棒表面熱伝達 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・対向流 <p>b. 原子炉容器、1次冷却系、加圧器及び蒸気発生器における重要現象</p> <ul style="list-style-type: none"> 炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション 炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達 炉心損傷後の原子炉容器破損、溶融 炉心損傷後の原子炉容器にお 	<p>記号の相違 ・差異理由(前述)およびページ参照</p> <p>【女川】 記載方針の相違 ・BWR は炉心や原子炉容器などの分類の重要現象を箇条書きにして</p> <p>【大飯】 記載表現の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>る1次系内核分裂生成物挙動</p> <p>c. 原子炉格納容器における重要現象</p> <ul style="list-style-type: none"> ・区画間の流動 ・構造材との熱伝達及び内部熱伝導 ・スプレイ冷却 ・格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却 ・水素濃度変化 ・炉心損傷後の原子炉容器外における熔融燃料-冷却材相互作用 ・炉心損傷後の熔融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱 ・炉心損傷後の熔融炉心とコンクリートの伝熱 ・炉心損傷後のコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生 ・炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動 <p>本評価事故シナリオにおける有効性評価は、炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから、これらの現象を適切に評価することが可能な、原子炉系、原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の熔融炉心挙動に関するモデルを有する解析コードとしてMAAPを使用する。</p> <p>なお、MAAPは、大破断LOCA事象初期の原子炉格納容器雰囲気温度評価への適用性が低いことから、事</p>	<p>る1次系内核分裂生成物挙動</p> <p>c. 原子炉格納容器における重要現象</p> <ul style="list-style-type: none"> ・区画間・区画内の流動 ・構造材との熱伝達及び内部熱伝導 ・スプレイ冷却 ・格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却 ・水素濃度 ・炉心損傷後の原子炉容器外における熔融燃料-冷却材相互作用 ・炉心損傷後の熔融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱 ・炉心損傷後の熔融炉心とコンクリートの伝熱 ・炉心損傷後のコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生 ・炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動 <p>本評価事故シナリオにおける有効性評価は、炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから、これらの現象を適切に評価することが可能な、原子炉系、原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の熔融炉心挙動に関するモデルを有する解析コードとしてMAAPを使用する。</p> <p>なお、MAAPは、大破断LOCA事象初期の原子炉格納容器雰囲気温度評価への適用性が低いことから、事象初期</p>	<p>よって、これらの現象を適切に評価することが可能であり、原子炉圧力容器内及び格納容器内の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の熔融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉水位、燃料最高温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。</p>	<p>る1次系内核分裂生成物挙動</p> <p>c. 原子炉格納容器における重要現象</p> <ul style="list-style-type: none"> ・区画間の流動 ・構造材との熱伝達及び内部熱伝導 ・スプレイ冷却 ・格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却 ・水素濃度変化 ・炉心損傷後の原子炉容器外における熔融燃料-冷却材相互作用 ・炉心損傷後の熔融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱 ・炉心損傷後の熔融炉心とコンクリートの伝熱 ・炉心損傷後のコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生 ・炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動 <p>本評価事故シナリオにおける有効性評価は、炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから、これらの現象を適切に評価することが可能であり、原子炉系及び原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の熔融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉容器内水位、燃料最高温度、原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。</p> <p>なお、MAAPは、大破断LOCA事象初期の原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度評価への適用性</p>	<p>【高岡】 記載表現の相違</p> <p>【高岡】 記載表現の相違</p> <p>【大飯 高岡】 記載方針の相違（女川 刻畫の反映）</p> <p>【大岡】 記載方針の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>象初期においては有効性評価と同様の事象進展となる原子炉設置許可申請書添付書類十「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における評価結果を参照する。</p> <p>(添付資料 2.7.3、3.1.1.4、3.1.1.5)</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、本評価事故シナシ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 本評価事故シナシスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第3.1.1.2表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シナシス特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料 3.1.1.6)</p> <p>a. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として、大破断 LOC Aが発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの配管破断位置は高温側配管とし、また、破断口径は、1次冷却材管（約0.74m (29インチ)）の完全両端破断が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとし、さらに全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷</p>	<p>については設計基準事故時の評価結果により確認している。</p> <p>(添付資料 2.7.3、3.1.1.4、3.1.1.5)</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、本評価事故シナシ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（事象進展解析）の条件 本評価事故シナシスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第3.1.1.2.1表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シナシス特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料 3.1.1.6)</p> <p>a. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として、大破断 LOCAが発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの配管破断位置は高温側配管とし、また、破断口径は、1次冷却材配管（口径約0.74m (29インチ)）の完全両端破断が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとし、さらに全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷</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、本評価事故シナシ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 本評価事故シナシスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第3.1.2.2表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シナシス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として、大破断 LOCAが発生するものとする。破断箇所は、原子炉圧力容器内の保有水量を厳しく評価し、かつ、格納容器内の圧力上昇及び温度上昇の観点で厳しい設定として、再循環配管(出口ノズル)とする。 (添付資料 1.5.2)</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。 さらに高圧炉心スプレイ系及び</p>	<p>が低いことから、事象初期においては有効性評価と同様の事象進展となる原子炉設置許可申請書添付書類十「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における評価結果を参照する。</p> <p>(添付資料 7.1.4.3、7.2.1.1.4、7.2.1.1.5)</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、本評価事故シナシ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 本評価事故シナシスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.2.1.1.2表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シナシス特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料 7.2.1.1.6)</p> <p>a. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として、大破断 LOCAが発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの配管破断位置は高温側配管とし、また、破断口径は、1次冷却材配管（約0.74m (29インチ)）の完全両端破断が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとし、さらに全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷</p>	<p>・他事象との整合 【高詞】 記載表現の相違</p> <p>【大飯 高詞】 評価方針の相違（女川記載の反映）</p> <p>【高詞】 記載表現の相違</p> <p>【大詞】 記載表現の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>却機能喪失の重量を考慮するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 「3.1.1.2(2)a.(b) 安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定する。</p> <p>(d) 水素の発生 水素の発生についてはジルコニウム-水反応を考慮する。なお、MAAPでは水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため、「3.1.1.2(4) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) タービン動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、事象発生の60秒後に4基の蒸気発生器に合計200m³/hの流量で注水するものとする。</p>	<p>却機能喪失の重量を考慮するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 「(b) 安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定する。</p> <p>(d) 水素の発生 水素の発生についてはジルコニウム-水反応を考慮する。なお、MAAPでは水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため、「(4) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) タービン動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、解析上は事象発生の60秒後に3基の蒸気発生器に合計160m³/hの流量で注水するものとする。</p>	<p>低圧注水機能が機能喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定する。</p> <p>(d) 水素の発生 水素の発生については、ジルコニウム-水反応を考慮するものとする。なお、解析コード MAAPの評価結果では水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため、「(4) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。</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、ドライウェル圧力高信号によるものとする。</p> <p>(b) 再循環ポンプ 再循環ポンプは、原子炉水位低(レベル2)到達時に停止するものとする。</p>	<p>却機能喪失の重量を考慮するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源が喪失するとともに、ディーゼル発電機の機能喪失を想定する。</p> <p>(d) 水素の発生 水素の発生についてはジルコニウム-水反応を考慮するものとする。なお、MAAPの評価結果では水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため、「(4) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉トリップ信号 原子炉トリップは、1次冷却材ポンプ電源電圧低信号によるものとする。</p> <p>(b) タービン動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、解析上は事象発生の60秒後に3基の蒸気発生器に合計80m³/hの流量で注水するものとする。</p>	<p>【大飯 高岡】 記載表現の相違(女川) 記載の反映</p> <p>【大飯 高岡】 記載表現の相違(女川) 記載の反映</p> <p>【大飯 高岡】 記載方針の相違(女川) 記載の反映</p> <p>【大飯 高岡】 設備の相違 ・泊3号機を満足する範囲で設備の合理化を図ったためポンプ容量が小さい</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 蓄圧タンク</p> <p>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、炉心への注水を遅くするために最低保持圧力とする。また、初期保有水量については、炉心への注水量を少なくするために最低保有水量とする。</p> <p>蓄圧タンク保持圧力 (最低保持圧力) 4.04MPa[gage]</p> <p>蓄圧タンク保有水量 (最低保有水量) 26.9m³ (1基当たり)</p>	<p>(b) 蓄圧タンク</p> <p>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、炉心への注水を遅くするために最低保持圧力とする。また、初期保有水量については、炉心への注水量を少なくするために最低保有水量とする。</p> <p>蓄圧タンク保持圧力 (最低保持圧力) 4.04MPa[gage]</p> <p>蓄圧タンク保有水量 (最低保有水量) 29.0m³ (1基当たり)</p>	<p>(c) 低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水</p> <p>最大 130m³/h にて原子炉注水し、原子炉水位がジェットポンプ上端(以下「原子炉水位 L0」という。)まで回復後は、崩壊熱による蒸発量相当の注水流量(最大 35m³/h)で注水する。 (添付資料 3.1.2.3)</p>	<p>(c) 蓄圧タンク</p> <p>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、炉心への注水を遅くするために最低保持圧力とする。また、初期保有水量については、炉心への注水量を少なくするために最低保有水量とする。</p> <p>蓄圧タンク保持圧力 (最低保持圧力) 4.04MPa[gage]</p> <p>蓄圧タンク保有水量 (最低保有水量) 29.0m³ (1基当たり)</p>	<p>【大飯】 設計の相違</p>
<p>(c) 代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ流量</p> <p>原子炉格納容器内に放出される放射性物質の除去、並びに原子炉格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、恒設代替低圧注水ポンプ、可搬式代替低圧注水ポンプともに設計上期待できる値として 130m³/h とする。</p>	<p>(c) 代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ流量</p> <p>原子炉格納容器内に放出される放射性物質の除去、並びに原子炉格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、恒設代替低圧注水ポンプ、可搬式代替低圧注水ポンプともに設計上期待できる値として 140m³/h とする。</p>	<p>(d) 代替循環冷却系による格納容器除熱</p> <p>代替循環冷却系の循環流量は、全体で 150m³/h とし、原子炉注水へ 50m³/h、格納容器スプレイへ 100m³/h にて流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレイを実施する。</p>	<p>(d) 代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ流量</p> <p>原子炉格納容器内に放出される放射性物質の除去、並びに原子炉格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設計上期待できる値として 140m³/h とする。</p>	<p>【大飯 高岡】 記載表現の相違 ・大飯 高岡は2台のポンプをまとめて「代替低圧注水ポンプ」と記載 【大飯 高岡】 設計の相違 ・差異理由は前述のとおり Gページ参照</p>
<p>(d) 静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置</p> <p>原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の効果については期待しないが、静的触媒式水素再結合装置による水素処理の発熱反応の原子炉格納容器圧力及び温度への寄与を「3.1.1.2(4) 有効性評価の結果」にて考慮す</p>	<p>(d) 静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置</p> <p>原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の効果については期待しないが、静的触媒式水素再結合装置による水素処理の発熱反応の原子炉格納容器圧力及び温度への寄与を「(4) 有効性評価の結果」にて考慮する。</p>	<p>(e) 原子炉補機代替冷却水系</p> <p>代替循環冷却系から原子炉補</p>	<p>(e) 原子炉格納容器内水素処理装置及び格納容器水素イグナイタ</p> <p>原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、原子炉格納容器内水素処理装置及び格納容器水素イグナイタの効果については期待しないが、原子炉格納容器内水素処理装置による水素処理の発熱反応の原子炉格納容器圧力及び温度への寄与を「(4) 有効性評価の結果」にて考慮する。</p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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>(a) 代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイは、現場操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の30分後に開始するものとする。また、格納容器内自然対流冷却開始に伴い、事象発生後の24時間後に停止するものとする。</p> <p>(b) 大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却は、現場操作に必要な時間、操作等の時間を考慮して、事象発生後の24時間後に開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価(Cs-137の放出量評価)の条件</p> <p>a. 事象発生直前まで、定格出力の102%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間</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>(a) 代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイは、現場操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の30分後に開始するものとする。また、格納容器内自然対流冷却開始に伴い、事象発生後の24時間後に停止するものとする。</p> <p>(b) 大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却は、要員の召集のための時間、操作等の時間を考慮して、事象発生後の24時間後に開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価(Cs-137の放出量評価)の条件</p> <p>a. 事象発生直前まで、原子炉はウラン燃料が3/4、MOX燃料が1/4の装荷比率で定格出力の102%で長時</p>	<p>機代替冷却水系への伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき14.7MW(サブプレッションプール水温150℃、海水温度26℃において)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>(a) 交流電源は、常設代替交流電源設備によって供給を開始し、低圧代替注水系(常設) (復水移送ポンプ)による原子炉注水操作は、事象発生25分後から開始する。 なお、原子炉注水は、代替循環冷却系の運転開始後に停止する。</p> <p>(b) 原子炉補機代替冷却水系の運転操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作は、原子炉補機代替冷却水系及び代替循環冷却系の準備時間等を考慮し、事象発生24時間後から開始する。</p> <p>(3) 有効性評価(Cs-137の放出量評価)の条件</p> <p>a. 事象発生直前まで、定格出力の100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃</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>(a) 代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイは、現場操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の30分後に開始する。また、格納容器内自然対流冷却開始に伴い、事象発生後の24時間後に停止する。</p> <p>(b) 可搬型大型送水ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却は、現場操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、事象発生後の24時間後に開始する。</p> <p>(3) 有効性評価(Cs-137の放出量評価)の条件</p> <p>a. 事象発生直前まで、ウラン炉心にて定格出力の102%で長時間にわたって運転されていたものとする。そ</p>	<p>【大飯 高岡】 記載表現の相違(女川 装荷の反映) ・操作条件の記載の語尾を「する」に統一</p> <p>【大飯 高岡】 記載方針の相違 ・泊3号格納容器内自然対流冷却の権限ごとき 対策要員を用いるため (a) 代替格納容器スプレイの記載は揃える (伊方と同様)</p> <p>【高岡】 設計の相違 ・高岡はMOX燃料</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>は、ウラン燃料を1/4ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて、最高40,000時間とする。</p> <p>(添付資料3.1.1.7)</p>	<p>間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を1/3ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて、最高30,000時間とする。</p> <p>(添付資料3.1.1.7)</p>	<p>料を約1/4ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え、最高50,000時間とする。</p>	<p>の運転時間は、燃料を1/4ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え、最高40,000時間とする。</p> <p>(添付資料7.2.1.1.7)</p>	<p>のためウラン炉心よりもMOX炉心の評価が厳しく、泊は550MW/t燃料であるためMOX炉心よりもウラン炉心の評価が厳しく、ウラン炉心を考慮する (25.8.20)審査会合説明資料)</p> <p>【大飯 高岡】 記載表現の相違(女川実数の反映)</p>
<p>b. 原子炉格納容器内に放出されるCs-137の量は、炉心損傷に至る事故シーケンスを基にした代表的なソースタームであるNUREG-1465に示された原子炉格納容器内への放出割合に基づき、炉心全体の内蔵量に対して75%の割合で放出されるものとする。本評価においては、下記c.項の原子炉格納容器内での除去効果も含めて、MAAPによる解析結果に比べて、Cs-137の大気への放出量の観点で保守的となる条件設定としている。</p> <p>(添付資料3.1.1.8)</p>	<p>b. 原子炉格納容器内に放出されるCs-137の量は、炉心損傷に至る事故シーケンスを基にした代表的なソースタームであるNUREG-1465に示された原子炉格納容器内への放出割合に基づき、炉心全体の内蔵量に対して75%の割合で放出されるものとする。本評価においては、下記c.項の原子炉格納容器内での除去効果も含めて、MAAPによる解析結果に比べて、Cs-137の大気への放出量の観点で保守的となる条件設定としている。</p> <p>(添付資料3.1.1.8)</p>	<p>b. 代替循環冷却系を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては、原子炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で、格納容器内に放出^{※1}されるものとする。</p> <p>※1 セシウムの格納容器内への放出割合については、本評価事故シーケンスにおいては解析コードMAAPの評価結果の方がNUREG-1465より大きく算出する。</p>	<p>b. 原子炉格納容器内に放出されるCs-137の量は、炉心損傷に至る事故シーケンスを基にした代表的なソースタームであるNUREG-1465に示された原子炉格納容器内への放出割合に基づき、炉心全体の内蔵量に対して75%の割合で放出されるものとする。本評価においては、下記c.項の原子炉格納容器内での除去効果も含めて、MAAPによる解析結果に比べて、Cs-137の大気への放出量の観点で保守的となる条件設定としている。</p> <p>(添付資料7.2.1.1.8)</p>	
<p>c. 原子炉格納容器内に放出されたCs-137については、実験等から得られた適切なモデルに基づき、原子炉格納容器等への沈着効果及びスプレイ水による除去効果を見込む。</p> <p>(添付資料3.1.1.9、3.1.1.10)</p>	<p>c. 原子炉格納容器内に放出されたCs-137については、実験等から得られた適切なモデルに基づき、原子炉格納容器等への沈着効果及びスプレイ水による除去効果を見込む。</p> <p>(添付資料3.1.1.9、3.1.1.10)</p>	<p>c. 格納容器内に放出されたCs-137については、格納容器スプレイやサブレーションチェンバ内のプール水でのスクラビング等による除去効果を考慮する。</p>	<p>c. 原子炉格納容器内に放出されたCs-137については、実験等から得られた適切なモデルに基づき、原子炉格納容器等への沈着効果及びスプレイ水による除去効果を考慮する。</p> <p>(添付資料7.2.1.1.9、7.2.1.1.10)</p>	
<p>d. 時間経過とともにCs-137の大気への放出率は減少していくことを踏まえ、評価期間は7日間とする。なお、事故後7日以降の影響についても確認する。</p>	<p>d. 時間経過とともにCs-137の大気への放出率は減少していくことを踏まえ、評価期間は7日間とする。なお、事故後7日以降の影響についても確認する。</p>	<p>d. 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいについて考慮する。漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。</p>	<p>d. 時間経過とともにCs-137の大気への放出率は減少していくことを踏まえ、評価期間は7日間とする。なお、事故後7日以降の影響についても確認する。</p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大阪発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>e. 原子炉格納容器からの漏えい率は、MAAPの解析結果である原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を見込んだ値として、評価期間中一定の0.16%/dとする。なお、事故後7日以降の漏えい率は、原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を見込んだ値として、0.125%/dとする。</p> <p>(添付資料3.1.1.11)</p>	<p>e. 原子炉格納容器からの漏えい率は、MAAPの解析結果である原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を見込んだ値として、評価期間中一定の0.16%/dとする。なお、事故後7日以降の漏えい率は、原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を見込んだ値として、0.135%/dとする。</p> <p>(添付資料3.1.1.11)</p>	<p>(a) 格納容器からの漏えい量は、格納容器圧力に応じた設計漏えい率を基に評価する。なお、格納容器からの漏えいに関するエアロゾル粒子の捕集の効果(除染係数は10)を考慮する。</p>	<p>e. 原子炉格納容器からの漏えい率は、MAAPの解析結果である原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を見込んだ値として、評価期間中一定の0.16%/dとする。また、事故後7日以降の漏えい率は、原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を見込んだ値として、0.135%/dとする。なお、原子炉格納容器からの漏えいに関するエアロゾル粒子の捕集の効果(除染係数は10)を考慮する。</p> <p>(添付資料7.2.1.1.11)</p>	<p>【大綱】 解析条件の相違 【大阪 高岡】 解析条件の相違(女川実績の反映)</p>
<p>f. 原子炉格納容器からの漏えいは、配管等が貫通しているアニュラス部に集中すると考えられるが、評価上はその97%が配管等の貫通するアニュラス部に生じ、残り3%はアニュラス部以外で生じるものとする。</p>	<p>f. 原子炉格納容器からの漏えいは、配管等が貫通しているアニュラス部に集中すると考えられるが、評価上はその97%が配管等の貫通するアニュラス部に生じ、残り3%はアニュラス部以外で生じるものとする。</p>	<p>(b) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため、非常用ガス処理系により原子炉建屋原子炉棟内の設計負圧が達成されるまでの期間は、原子炉建屋内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は非常用ガス処理系の設計換気率0.5回/日相当を考慮する。なお、非常用ガス処理系フィルタ装置による放射性物質の除去効果については、期待しないものとする。</p>	<p>f. 原子炉格納容器からの漏えいは、配管等が貫通しているアニュラス部に集中すると考えられるが、評価上はその97%が配管等の貫通するアニュラス部に生じ、残り3%はアニュラス部以外で生じるものとする。</p>	
<p>g. アニュラス空気浄化設備の微粒子フィルタの効率、設計上期待できる値として99%とする。</p> <p>(添付資料3.1.1.12)</p>	<p>g. アニュラス空気浄化設備の微粒子フィルタの効率、設計上期待できる値として99%とする。</p> <p>(添付資料3.1.1.12)</p>	<p>非常用ガス処理系は、事象発生60分後から、常設代替交流電源設備からの交流電源の供給を受け自動起動し、起動後10分間で設計負圧が達成されることを想定する。</p>	<p>g. アニュラス空気浄化設備の微粒子フィルタの効率、設計上期待できる値として99%とする。</p> <p>(添付資料7.2.1.1.12)</p>	
<p>h. アニュラス部の負圧達成時間は、事象発生後、全交流動力電源喪失を想定したアニュラス空気浄化設備の起動遅れ時間及び起動後の負圧達成までの時間を考慮し、評価上62分とする。その間原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきたCs-137はそのまま全量大気中へ放出されるものとし、アニュラス空気</p>	<p>h. アニュラス部の負圧達成時間は、事象発生後、全交流動力電源喪失を想定したアニュラス空気浄化設備の起動遅れ時間及び起動後の負圧達成までの時間を考慮し、評価上78分とする。その間原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきたCs-137はそのまま全量大気中へ放出されるものとし、アニュラス空気</p>	<p>(c) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰は考慮せず、また、原子炉</p>	<p>h. アニュラス部の負圧達成時間は、事象発生後、全交流動力電源喪失を想定したアニュラス空気浄化設備の起動遅れ時間及び起動後の負圧達成までの時間を考慮し、評価上78分とする。その間原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきたCs-137はそのまま全量大気中へ放出されるものとし、アニュラス空気</p>	<p>【大綱】 解析条件の相違 ・起動遅れ時間(泊も大阪も60分を想定しているが、負圧達成時</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破壊

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ス空気浄化設備のフィルタ効果は無視する。</p> <p>(4) 有効性評価の結果</p> <p>本評価事故シーケンスの事象進展を第3.1.1.4図及び第3.1.1.5図に、1次冷却材圧力、原子炉容器内水位等の1次冷却系パラメータの推移を第3.1.1.6図から第3.1.1.8図に、原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器雰囲気温度等の原子炉格納容器パラメータの推移を第3.1.1.9図から第3.1.1.13図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い1次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで「1次冷却材ポンプ回転数低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、大破断LOCA時に高圧注入機能及び低圧注入機能が喪失することから1次冷却系保有水量が低下し、事象発生の約21分後に炉心溶融に至る。</p> <p>(添付資料3.1.1.5)</p> <p>さらに、格納容器スプレイ注入機能が喪失していることから炉心溶融開始の30分後、事象発生の約51分後に運転員による恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイを開始することにより、原子炉格納容器内を冷却し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。</p>	<p>浄化設備のフィルタ効果は無視する。</p> <p>(4) 有効性評価の結果</p> <p>本評価事故シーケンスの事象進展を第3.1.1.2.1図及び第3.1.1.2.2図に、1次冷却材圧力、原子炉容器内水位等の1次系パラメータの推移を第3.1.1.2.3図から第3.1.1.2.5図に、原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器雰囲気温度等の原子炉格納容器パラメータの推移を第3.1.1.2.6図から第3.1.1.2.10図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い1次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで「1次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、大破断LOCA時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失することから1次系保有水量が低下し、事象発生の約19分に炉心溶融に至る。</p> <p>(添付資料3.1.1.5)</p> <p>さらに、格納容器スプレイ注入機能が喪失していることから炉心溶融開始の30分後、事象発生の約49分後に運転員による恒設代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイを開始することにより、原子炉格納容器内を冷却し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。</p>	<p>建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。</p> <p>(添付資料3.1.2.7, 3.1.2.8)</p> <p>(4) 有効性評価の結果</p> <p>本評価事故シーケンスにおける原子炉水位(シュラウド内外水位)、注水流量及び原子炉圧力容器内保有水量の推移を第3.1.2.5図から第3.1.2.7図に、燃料最高温度の推移を第3.1.2.8図に、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッションプール水位及びサブプレッションプール水温の推移を第3.1.2.9図から第3.1.2.12図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>大破断LOCA時にECCS等の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し、事象発生から約4分後に燃料被覆管の最高温度は1,000K(約727℃)に到達し、炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約10分後に1,200℃に到達し、また、事象発生から約30分後に燃料温度は約2,500K(約2,227℃)に到達する。事象発生から25分後、常設代替交流電源設備より交流電源の供給をした復水移送ポンプ1台を用いた低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水を開始することによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位L0以上まで原子炉水位は回復し、炉心は冠水する。</p>	<p>浄化設備のフィルタ効果は無視する。</p> <p>(4) 有効性評価の結果</p> <p>本評価事故シーケンスの事象進展を第7.2.1.1.4図及び第7.2.1.1.5図に、1次冷却材圧力、原子炉容器内水位等の1次冷却系パラメータの推移を第7.2.1.1.6図から第7.2.1.1.8図に、原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器雰囲気温度等の原子炉格納容器パラメータの推移を第7.2.1.1.9図から第7.2.1.1.13図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い1次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで「1次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、大破断LOCA時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失することから1次冷却系保有水量が減少し、事象発生の約19分後に炉心溶融に至る。</p> <p>(添付資料7.2.1.1.5)</p> <p>さらに、格納容器スプレイ注入機能が喪失していることから炉心溶融開始の30分後、事象発生の約49分後に運転員による代替格納容器スプレイポンプを用いた代替格納容器スプレイを開始することにより、原子炉格納容器内を冷却し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。</p>	<p>期間が18分に対して大飯が2分</p> <p>・これは主にCV型式の違いに起因しており、大飯はRCVのためCV壁が薄いコンクリートで構成されており、アンニュラス部への熱が伝わりにくいため負圧達成が早い。一方、泊は鋼製CVであり、アンニュラス部へ熱が伝わりやすいことから温度(圧力)が上昇するため負圧達成に時間を要する</p> <p>【大飯】 設備の相違</p> <p>【大飯】 解析結果の相違</p> <p>【大飯】 解析結果の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>その後、事象発生約1.4時間後に原子炉容器破損に至り、約2.5時間後に原子炉容器からの熔融炉心の流出が停止することに伴い、原子炉格納容器圧力の上昇が緩やかになる。</p> <p>(添付資料3.1.1.13)</p> <p>また、事象発生24時間後に大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を開始することで、原子炉格納容器内を冷却し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。その結果、原子炉格納容器圧力は事象発生約14時間後に、原子炉格納容器雰囲気温度は事象発生約26時間後に低下に転じる。</p> <p>(添付資料3.1.1.14)</p>	<p>その後、事象発生約1.5時間後に原子炉容器破損に至り、約3.4時間後に原子炉容器からの熔融炉心の流出が停止することに伴い、原子炉格納容器圧力の上昇が緩やかになる。</p> <p>(添付資料3.1.1.13)</p> <p>また、事象発生24時間後に大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を開始することで、原子炉格納容器圧力は事象発生約47時間後に、原子炉格納容器雰囲気温度は事象発生約48時間後に低下に転じる。</p> <p>(添付資料3.1.1.14)</p>	<p>格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため、格納容器圧力及び温度は上昇する。</p> <p>事象発生から24時間経過した時点で、代替循環冷却系による格納容器除熱を開始する。代替循環冷却系により、原子炉圧力容器は破断口より原子炉冷却材が流出することで溢水状態となり、格納容器は除熱効果により格納容器圧力及び温度の上昇が抑制され、その後、徐々に低下する。</p> <p>(添付資料3.1.2.4)</p>	<p>その後、事象発生約1.6時間後に原子炉容器破損に至り、約2.8時間後に原子炉容器からの熔融炉心の流出が停止することに伴い、原子炉格納容器圧力の上昇が緩やかになる。</p> <p>(添付資料7.2.1.1.13)</p> <p>また、事象発生24時間後に可搬型大型送水ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を開始することで、原子炉格納容器内を冷却し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。その結果、原子炉格納容器圧力は事象発生約45時間後に、原子炉格納容器雰囲気温度は事象発生約49時間後に低下に転じる。</p> <p>(添付資料7.2.1.1.14)</p>	<p>【大飯 高岡】 解除結果の相違</p> <p>【高岡】 記載方針の相違</p> <p>【大飯 高岡】 解除結果の相違</p>
<p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉格納容器圧力は第3.1.1.9図に示すとおり、事象発生約14時間後に最高値約0.43MPa[gage]となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍(0.78MPa[gage])を下回る。</p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉格納容器圧力は第3.1.1.2.6図に示すとおり、格納容器内自然対流冷却により事象発生約47時間後に最高値約0.335MPa[gage]となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍(0.566MPa[gage])を下回る。</p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>格納容器圧力は、第3.1.2.9図に示すとおり、格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため上昇するが、代替循環冷却系による格納容器除熱を行うことによって、圧力上昇は抑制される。その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は約0.536MPa[gage]となり、格納容器の限界圧力0.854MPa[gage]を超えない。</p> <p>なお、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が最大となる事象発生約24時間後において、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素は、格納容器内の非凝縮性ガス</p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉格納容器圧力は、第7.2.1.1.9図に示すとおり、事象発生約45時間後に最大値約0.360MPa[gage]となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は原子炉格納容器の限界圧力0.566MPa[gage]を超えない。</p>	<p>【高岡】 記載表現の相違</p> <p>【大飯 高岡】 解除結果の相違</p> <p>【大飯】 語句の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大阪発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>原子炉格納容器雰囲気温度は第3.1.1.10図に示すとおり、事象発生約26時間後に最高値約143℃となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は200℃を下回る。</p>	<p>原子炉格納容器雰囲気温度は第3.1.1.2.7図に示すとおり、格納容器内自然対流冷却により事象発生約48時間後に最高値約133℃となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は200℃を下回る。</p>	<p>に占める割合の1%以下※2であるため、その影響は無視し得る程度である。</p> <p>※2 格納容器圧力が最大値の約0.536MPa[gage]を示す事象発生から約24時間後の格納容器内の非凝縮性ガス(水素、酸素及び窒素)の物質量は約6×10⁵molであり、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素の物質量の和は約5×10³mol以下である。これが仮にドライウエルよりも体積の小さいサブプレッションチェンバの気相部に集中するものとしても、そのサブプレッションチェンバでの分圧は0.01MPa[abs]未満であることから、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素が格納容器圧力に与える影響は無視し得る程度と考えられる。</p> <p>格納容器温度は、第3.1.2.10図に示すとおり、格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため上昇し、代替循環冷却系による格納容器除熱を行うことによって、温度上昇は抑制される。その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最高値は約178℃となり、格納容器の限界温度200℃を超えない。</p> <p>第3.1.2.5図に示すとおり、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、第3.1.2.9図及び第</p>	<p>原子炉格納容器雰囲気温度は、第7.2.1.1.10図に示すとおり、事象発生約49時間後に最高値約137℃となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最高値は、原子炉格納容器の限界温度200℃を超えない。</p>	<p>【高岡】 記載表現の相違 【大阪 高岡】 解明根拠の相違 【大阪 高岡】 記載表現の相違(女川 実態の反映)</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>本評価事故シーケンスは、事象初期から原子炉格納容器内に蒸気が放出されることで事象進展中の原子炉格納容器圧力が高く推移することから、原子炉格納容器から環境に放出される放射性物質質量が多くなるが、アニユラス空気浄化設備を起動し、フィルタによる除去を行うことで、第 3.1.1.14 図に示すと</p>	<p>本評価事故シーケンスは、事象初期から原子炉格納容器内に蒸気が放出されることで事象進展中の原子炉格納容器圧力が高く推移することから、原子炉格納容器から環境に放出される放射性物質質量が多くなるが、アニユラス空気浄化設備を起動し、フィルタによる除去を行うことで、第 3.1.1.2.11 図に示すと</p>	<p>3.1.2.10 図に示すとおり、24 時間後に開始する代替循環冷却系の運転により、格納容器除熱に成功し、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制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。事象を通じて格納容器の限界圧力に到達せず、原子炉格納容器フィルタベント系を使用することなく、格納容器が過圧・過温破損に至らないことを確認した。</p> <p>本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)、(2)及び(7)の評価項目について、対策の有効性を確認した。(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの蓄積については、ジルコニウム-水反応等によって発生した可燃性ガスの蓄積を考慮しても、格納容器が過圧・過温破損に至らないことをもって、その影響について確認した。また、(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの燃焼については、「3.4 水素燃焼」において、酸素濃度が可燃限界に至らないことをもって、可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認している。</p> <p>(添付資料 3.1.2.5, 3.1.2.6, 3.1.3.2)</p> <p>なお、格納容器が健全であるため、格納容器から原子炉建屋への放射性物質の漏えい量は制限され、また、大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。これは、原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、粒子状放射性物質は、原子炉建屋内での重力沈降や水蒸気の凝縮</p>	<p>本評価事故シーケンスは、事象初期から原子炉格納容器内に蒸気が放出されることで事象進展中の原子炉格納容器圧力が高く推移することから、原子炉格納容器から環境に放出される放射性物質質量が多くなるが、アニユラス空気浄化設備を起動し、フィルタによる除去を行うことで、第 7.2.1.1.14 図に示すと</p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>り、事象発生から7日後までのCs-137の総放出量は約5.2TBqにとどまり、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に示された100TBqを十分下回る。大気放出過程を第3.1.1.15図に示す。</p> <p>事象発生から7日以降、Cs-137の放出が継続した場合の評価を行ったところ、事象発生の30日後（約5.7TBq）及び100日後（約5.7TBq）においても総放出量の増加は軽微であり、100TBqを下回る。</p> <p>(添付資料3.1.1.15)</p> <p>1次冷却材圧力は第3.1.1.6図に示すとおり、原子炉容器破損に至る事象発生の約1.4時間後における1次冷却材圧力は約0.21MPa[gage]であり、原子炉容器破損までに1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]以下を下回る。</p> <p>原子炉格納容器内の水素分圧（絶対圧）は第3.1.1.13図に示すとおり、全圧約0.5MPa[abs]に対して約0.01MPa[abs]である。また、全炉心のジルコニウム量の75%と水の反応により発生する水素と水の放射線分解等により発生する水素発生量を、静的触媒式水素再結合装置により処理した場合の発熱量は、炉心崩壊熱の約2%と小さい。したがって、水素の蓄積を考慮しても原子炉格納容器パウンドリにかかる圧力及</p>	<p>おり、事象発生から7日後までのCs-137の総放出量は約4.2TBqにとどまり、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に示された100TBqを十分下回る。大気放出過程を第3.1.1.2.12図に示す。</p> <p>事象発生から7日以降、Cs-137の放出が継続した場合の評価を行ったところ、事象発生の30日後（約4.5TBq）及び100日後（約4.5TBq）においても総放出量の増加は軽微であり、100TBqを下回る。</p> <p>(添付資料3.1.1.15)</p> <p>1次冷却材圧力は第3.1.1.2.3図に示すとおり、原子炉容器破損に至る事象発生の約1.5時間後における1次冷却材圧力は約0.17MPa[gage]であり、原子炉容器破損までに1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]以下を下回る。</p> <p>【再掲】</p> <p>原子炉格納容器内の水素分圧（絶対圧）は第3.1.1.2.10図に示すとおり、全圧約0.4MPa[abs]に対して約0.01MPa[abs]である。また、全炉心のジルコニウム量の75%と水の反応により発生する水素と水の放射線分解等により発生する水素発生量を、静的触媒式水素再結合装置により処理した場合の発熱量は、炉心崩壊熱の約2%と小さい。したがって、水素の蓄積を考慮しても原子炉格納容器パウンドリにかかる圧力</p>	<p>に伴い、原子炉建屋内に沈着すると考えられるためである。</p> <p>原子炉建屋内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず、原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合、漏えい量は約9.9×10^{-1} TBq(7日間)となり、100TBqを下回る。</p> <p>事象発生からの7日間以降、Cs-137の漏えいが継続した場合の影響評価を行ったところ、約1.0TBq(30日間)及び約1.0TBq(100日間)であり、100TBqを下回る。</p> <p>(添付資料3.1.2.7, 3.1.2.8)</p> <p>【再掲】</p> <p>格納容器圧力は、第3.1.2.9図に示すとおり、格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため上昇するが、代替循環冷却系による格納容器除熱を行うことによって、圧力上昇は抑制される。その結果、原子炉格納容器パウンドリにかかる圧力の最大値は約0.536MPa[gage]となり、格納容器の限界圧力0.854MPa[gage]を超えない。</p>	<p>おり、事象発生から7日後までのCs-137の総放出量は約5.1×10^{-1} TBqにとどまり、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に示された100TBqを下回る。大気放出過程を第7.2.1.1.15図に示す。</p> <p>事象発生からの7日間以降、Cs-137の放出が継続した場合の影響評価を行ったところ、事象発生の30日後（約5.5×10^{-1} TBq）及び100日後（約5.5×10^{-1} TBq）においても総放出量の増加は軽微であり、100TBqを下回る。</p> <p>(添付資料7.2.1.1.15)</p> <p>1次冷却材圧力は第7.2.1.1.6図に示すとおり、原子炉容器破損に至る事象発生の約1.6時間後における1次冷却材圧力は約0.17MPa[gage]であり、原子炉容器破損までに1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]以下を下回る。</p> <p>原子炉格納容器内の水素分圧（絶対圧）は第7.2.1.1.13図に示すとおり、全圧約0.5MPa[abs]に対して約0.01MPa[abs]である。また、全炉心のジルコニウム量の75%と水の反応により発生する水素と水の放射線分解等により発生する水素発生量を、原子炉格納容器内水素処理装置により処理した場合の発熱量は、炉心崩壊熱の約2%と小さい。したがって、水素の蓄積を考慮しても原子炉格納容器パウンドリにか</p>	<p>【大飯 高浜】 解析結果の相違 ・泊でエアロゾル粒子の相離効果に期待する</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】 解析結果の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>及び温度は原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍(0.78MPa[gage])及び200℃を下回る。</p> <p>(添付資料 3.1.1.16)</p> <p>「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(5)及び(8)に示す評価項目については、本評価事故シーケンスと「3.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料—冷却材相互作用」及び「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンスが同一であることから、それぞれにおいて、評価項目を満足することを確認する。</p> <p>「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(6)に示す評価項目については、格納容器スプレイが作動することで本シーケンスよりも水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなり、また、全炉心内のジ</p>	<p>及び温度は原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍(0.566MPa[gage])及び200℃を下回る。</p> <p>(添付資料 3.1.1.16)</p> <p>「1.2.2(2) 有効性を確認するための評価項目の設定」の e. 及び h. に示す評価項目については、本評価事故シーケンスと「3.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料—冷却材相互作用」及び「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンスが同一であることから、それぞれにおいて、評価項目を満足することを確認する。</p> <p>f. に示す評価項目については、格納容器スプレイが作動することで本シーケンスよりも水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなり、また、全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応して水素が発生することを</p>	<p>【再掲】</p> <p>本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)、(2)及び(7)の評価項目について、対策の有効性を確認した。(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの蓄積については、ジルコニウム—水反応等によって発生した可燃性ガスの蓄積を考慮しても、格納容器が過圧・過温破損に至らないことをもって、その影響について確認した。また、(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの燃焼については、「3.4 水素燃焼」において、酸素濃度が可燃限界に至らないことをもって、可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認している。</p>	<p>かる圧力及び温度は、原子炉格納容器の限界圧力 0.566MPa[gage]及び限界温度 200℃を越えない。</p> <p>(添付資料 7.2.1.1.16)</p> <p>本評価では、「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)、(2)、(3)、(4)及び(7)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(5)及び(8)に示す評価項目については、本評価事故シーケンスと「7.2.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料—冷却材相互作用」及び「7.2.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンスが同一であることから、それぞれにおいて、評価項目を満足することを確認している。</p> <p>「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(6)に示す評価項目については、格納容器スプレイが作動することで本シーケンスよりも水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなり、また、全炉心内のジ</p>	<p>【大飯 高浜】 記載表現の相違(女川 高浜の反映)</p> <p>【大飯】 設計の相違</p> <p>【大飯 高浜】 記載方針の相違(女川 高浜の反映)</p> <p>【高浜】 記載方針の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ルコニウム量の75%が水と反応して水素が発生することを想定した「3.4 水素燃焼」において、評価項目を満足することを確認する。</p> <p>原子炉格納容器内の水素分圧（絶対圧）は第3.1.1.13図に示すとおり、全圧約0.5MPa[abs]に対して約0.01MPa[abs]である。また、全炉心のジルコニウム量の75%と水の反応により発生する水素と水の放射線分解等により発生する水素発生量を、静的触媒式水素再結合装置により処理した場合の発熱量は、炉心崩壊熱の約2%と小さい。したがって、水素の蓄積を考慮しても原子炉格納容器バウナダリにかかる圧力及び温度は原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍(0.78MPa[gage])及び200℃を下回る。</p> <p>(添付資料3.1.1.16)</p> <p>第3.1.1.9図及び第3.1.1.10図に示すとおり、原子炉格納容器圧力は事象発生時の約14時間後に、原子炉格納容器雰囲気温度は事象発生時の約26時間後に低下傾向を示し、原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器雰囲気は安定して除熱されていることから、安定状態に至る。その後も格納容器内自然対流冷却を継続することにより、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料3.1.1.17)</p>	<p>想定した「3.4 水素燃焼」において、評価項目を満足することを確認する。</p> <p>原子炉格納容器内の水素分圧（絶対圧）は第3.1.1.2.10図に示すとおり、全圧約0.4MPa[abs]に対して約0.01MPa[abs]である。また、全炉心のジルコニウム量の75%と水の反応により発生する水素と水の放射線分解等により発生する水素発生量を、静的触媒式水素再結合装置により処理した場合の発熱量は、炉心崩壊熱の約2%と小さい。したがって、水素の蓄積を考慮しても原子炉格納容器バウナダリにかかる圧力及び温度は原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍(0.566MPa[gage])及び200℃を下回る。</p> <p>(添付資料3.1.1.16)</p> <p>第3.1.1.2.6図及び第3.1.1.2.7図に示すとおり、原子炉格納容器圧力は事象発生時の約47時間後に、原子炉格納容器雰囲気温度は事象発生時の約48時間後に低下傾向を示し、原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器雰囲気は安定して除熱されていることから、安定状態に至る。その後も格納容器内自然対流冷却を継続することにより、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料3.1.1.17)</p>	<p>【再掲】</p> <p>第3.1.2.5図に示すとおり、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、第3.1.2.9図及び第3.1.2.10図に示すとおり、24時間後に開始する代替循環冷却系の運転により、格納容器除熱に成功し、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制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。事象を通じて格納容器の限界圧力に到達せず、原子炉格納容器フィルタベント系を使用することなく、格納容器が過圧・過温破損に至らないことを確認した。</p>	<p>ルコニウム量の75%が水と反応して水素が発生することを想定した「7.2.4 水素燃焼」において、評価項目を満足することを確認している。</p> <p>第7.2.1.1.9図及び第7.2.1.1.10図に示すとおり、原子炉格納容器圧力は事象発生時の約45時間後に、原子炉格納容器雰囲気温度は事象発生時の約49時間後に低下傾向を示し、原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器雰囲気は安定して除熱されていることから、安定状態が確立する。その後も格納容器内自然対流冷却を継続することにより、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料7.2.1.1.17)</p>	<p>【大飯 高岡】 記載箇所の相違 ・泊は対策の有効性を確認する評価項目は前段に記載(女川と同様)</p> <p>【大飯 高岡】 解除結果の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3.1.1.3 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、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、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>本評価事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却により、原子炉格納容器圧力を低減することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、炉心損傷を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作及び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に差異がある大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の開始操作とする。</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>3.1.1.3 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、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、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>本評価事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却により、原子炉格納容器圧力を低減することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、炉心損傷を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作及び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に差異がある大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の開始操作とする。</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>3.1.2.3 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ものとする。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」(代替循環冷却系を使用する場合)では、格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することが特徴である。</p> <p>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ると考えられる操作として、常設代替交流電源設備からの受電操作、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水操作、原子炉補機代替冷却水系運転操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作とする。</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>7.2.1.1.3 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ものとする。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)」では、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することが特徴である。</p> <p>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ると考えられる操作として、炉心損傷を起点とする代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作及び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に差異がある可搬型大型送水ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の開始操作並びにアニュラス空気浄化設備の起動操作とする。</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>【大飯 高司】 評価方針の相違(女川 特徴の反映)</p> <p>【大飯 高司】 記載方針の相違(女川 特徴の反映) ・操作の精緻ではなく 事故の精緻について記 載</p> <p>【大飯 高司】 記載方針の相違(女川 特徴の反映)</p> <p>【大飯 高司】 記載方針の相違 ・アニュラス空気浄化 設備の起動操作の不確 かさの影響を確認して いるため明記(伊方と 同線)</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>本評価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. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、炉心溶融時間に対する感度は小さく、また、炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから、炉心溶融開始の30分後に開始するものとしている恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作に与える影響は小さい。</p>	<p>本評価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. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、炉心溶融時間に対する感度は小さく、また、炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから、炉心溶融開始の30分後に開始するものとしている恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作に与える影響は小さい。</p>	<p>本評価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. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析(ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析)では、炉心溶融開始時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉注水操作については、ECCS 等による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水(電源の確保含む)を行う手順となっており、燃料被覆管温度等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>炉心における沸騰・ポイド率変化及び気液分離(水位変化)・対向流の不確かさとして、炉心モデル(炉心水位計算モデル)は、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果</p>	<p>本評価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. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、炉心溶融時間に対する感度は小さく、また、炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから、炉心溶融開始の30分後に開始するものとしている代替格納容器スプレイ操作に与える影響は小さい。</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>原子炉格納容器における区画間の流動、並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る解析コードの熱水力モデルは、HDR 実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について1割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、原子炉格納容器圧力及び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>原子炉格納容器における区画間・区画内の流動、並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る解析コードの熱水力モデルは、HDR 実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について1割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。しかし、原子炉格納容器圧力及び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>の方が大きく、解析コード SAFER に対して保守的であり、注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認している。原子炉注水操作については、ECCS 等による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水(電源の確保含む)を行う手順となっており、原子炉水位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>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)は HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。本評価事故シナリオでは、格納容器圧力及び温度を起点に操作開始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。また、格納容器各領域間の流動並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動</p>	<p>原子炉格納容器における区画間の流動、並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る解析コードの熱水力モデルは、HDR 実験解析の結果から、原子炉格納容器圧力について1割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。また、CSTF 実験解析の結果から、自然循環及び強制対流での混合挙動は、ランプモデルとして一様に扱うモデリングに依存した差異は見られるものの、全般的に良好に模擬できており、温度低下挙動も、構造材への熱伝達をやや過小に評価するものの、全体的に良く一致している。しかし、原子炉格納容器圧力及び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>【高浜】 記載表現の相違 【大飯 高浜】 記載方針の相違(女川実験の反対) ・泊はHDR実験解析等の際CSTF実験解析も含めて記載していたが、先行審査記録を踏まえCSTF実験解析についても提出して記載</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認されているが、原子炉容器破損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>炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器破損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>炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・熔融に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早ま</p>	<p>炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損が早まる場合があることが確認されているが、原子炉容器破損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>炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器破損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>炉心損傷後の原子炉容器破損及び熔融に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損が早まることが確認されている</p>	<p>は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さい。本評価事故シーケンスでは、格納容器圧力及び温度を起点に操作開始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>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性を確認している。本評価事故シーケンスでは、炉心の損傷状態を起点に操作開始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>炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認されているが、原子炉容器破損を起点に操作開始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>炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器破損を起点に操作開始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>炉心損傷後の原子炉容器破損及び熔融に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認さ</p>	<p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大飯 高浜】 記載表現の相違（女川 実績の反映）</p> <p>【大飯 高浜】 記載表現の相違（女川 実績の反映）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違</p> <p>【高浜】</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ることが確認されているが、原子炉容器破損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>炉心損傷後の原子炉容器外の溶融燃料-冷却材相互作用に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の溶融燃料-冷却材相互作用による圧力スパイクに対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器外の溶融燃料-冷却材相互作用に対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>が、原子炉容器破損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>炉心損傷後の原子炉容器外の溶融燃料-冷却材相互作用に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の溶融燃料-冷却材相互作用による圧力スパイクに対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器外の溶融燃料-冷却材相互作用に対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>炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内 FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルはPHEBUS-FP実験解析により原子炉圧力容器内へのFP放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP実験解析では、燃料被覆管破裂後のFP放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の原子炉圧力容器内FP放出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>炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内 FP 挙動の</p>	<p>れているが、原子炉容器破損を起点に操作開始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>炉心損傷後の原子炉容器における1次系内核分裂生成物挙動に係るFP挙動モデルは、PHEBUS-FP実験解析により、ギャップ放出のタイミングが適切に模擬されていることを確認している。PHEBUS-FP実験解析では、燃料被覆管破裂後のFP放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の1次系内核分裂生成物挙動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>炉心損傷後の原子炉容器外の溶融燃料-冷却材相互作用に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の溶融燃料-冷却材相互作用による圧力スパイクに対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器外の溶融燃料-冷却材相互作用に対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>炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動に係るFP挙動モ</p>	<p>記載表現の相違 【大飯 高岡 記載表現の相違 (女川 緑字の反映) 【大飯 高岡 記載方針の相違 (女川 緑字の反映) 【大飯 高岡 記載方針の相違 (女川 緑字の反映) 【大飯 高岡 記載方針の相違 (女川 緑字の反映)</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、下部プレナムへのリロケーション開始時間が30秒程度早まるが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、下部プレナムへのリロケーション開始時間が30秒程度早まるが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルは ABCOVE 実験解析により格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。本評価事故シーケンスでは、炉心損傷後の格納容器内 FP 挙動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>(添付資料 3.1.2.9)</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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及び CORA 実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析(ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析)では、格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離(水位変化)・対向流の不確かさとして、炉心モデル(炉心水位計算モデル)は、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精微である解析コード SAFER の評価結果との比較により水位低下幅は解析コード MAAP の評価結果の方が大きく、解析コード SAFER に対して保守的であり、注水操作による有効 燃料棒頂部までの水位回復</p>	<p>デルは、ABCOVE 実験解析により、エアロゾル沈着挙動をほぼ適正に評価できることを確認している。炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動を操作開始の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>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内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、下部プレナムへのリロケーション開始時間が30秒程度早まるが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>相違理由</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>原子炉格納容器における区画間の流動、並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る解析コードの熱水力モデルは、HDR 実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について1割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃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、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、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>炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認</p>	<p>原子炉格納容器における区画間・区画内の流動、並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る解析コードの熱水力モデルは、HDR 実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について1割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃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、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、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>炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損が早まる場合があることが確認されている</p>	<p>時刻は解析コードSAFERの評価結果との差異は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)は HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、熔融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心熔融</p>	<p>原子炉格納容器における区画間の流動、並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る解析コードの熱水力モデルは、HDR 実験解析の結果から、原子炉格納容器圧力について1割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。また、CSTF 実験解析の結果から、自然循環及び強制対流での混合挙動は、ランプモデルとして一様に扱うモデリングに依存した差異は見られるものの、全般的に良好に模擬できており、温度低下挙動も、構造材への熱伝達をやや過小に評価するものの、全体的に良く一致している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、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>炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認さ</p>	<p>【高詞】 記載表現の相違 【大飯 高詞】 記載方針の相違(女川) 表裏の反映 ・泊はHDR 実験解析等の際、CSTF 実験解析も含めて記載していたが、先行審査記録を踏まえCSTF 実験解析に關しても検出して記載</p> <p>【高詞】 記載表現の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>されているが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・熔融に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認されているが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>が、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器破損及び熔融に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損が早まることが確認されているが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>開始時間に与える影響は小さいことを確認しており、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内 FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物 (FP) 挙動モデルは PHEBUS-FP 実験解析により原子炉圧力容器内への FP 放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP 実験解析では、燃料被覆管破裂後の FP</p>	<p>れているが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの熔融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器破損及び熔融に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認されているが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器における1次系内核分裂生成物挙動に係るFP挙動モデルは、PHEBUS-FP実験解析により、ギャップ放出のタイミングが適切に模擬されていることを確認している。PHEBUS-FP実験解析では、燃料被覆管破裂後のFP放出について実験結果より急激な放</p>	<p>【大飯】 記載表現の相違</p> <p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大飯 高浜】 記載方針の相違 (女川) 実験の反映</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破壊

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>炉心損傷後の原子炉容器外における熔融燃料-冷却材相互作用に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の熔融燃料-冷却材相互作用による圧力スパイクに対する感度が小さいことが確認されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉下部キャビティ床面での熔融炉心の拡がり、熔融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱、熔融炉心とコンクリートの伝熱、並びにコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルについて、熔融炉心・コンクリート相互作用の不確かさに係るパラメータの組合せを考慮した感度解析を実施した。本感度解析においては約 17cm のコンクリート侵食による非凝縮性ガスの発生及び反応熱の増加により、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇幅は大きくなるものの、原子炉下部キャビティ水により熔融炉心が冷却されることでコンクリート侵食は停止し、第 3.1.1.16 図及び第 3.1.1.17 図に示すとおり、これらの要因による原子炉格納容器圧力</p>	<p>炉心損傷後の原子炉容器外における熔融燃料-冷却材相互作用に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の熔融燃料-冷却材相互作用による圧力スパイクに対する感度が小さいことが確認されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉下部キャビティ床面での熔融炉心の拡がり、熔融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱、熔融炉心とコンクリートの伝熱、並びにコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルについて、熔融炉心・コンクリート相互作用の不確かさに係るパラメータの組合せを考慮した感度解析を実施した。第 3.1.1.3.1 図及び第 3.1.1.3.2 図に示すとおり、約 19cm のコンクリート侵食による非凝縮性ガスの発生と、これに伴う反応熱の増加により、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇幅は大きくなるものの、原子炉下部キャビティ水により熔融炉心が冷却されることでコンクリート侵食は停止し、これらの要因による原子炉格納容器圧力及び温度上昇</p>	<p>放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。</p>	<p>出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器外における熔融燃料-冷却材相互作用に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルは、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の熔融燃料-冷却材相互作用による圧力スパイクに対する感度が小さいことが確認されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉下部キャビティ床面での熔融炉心の拡がり、熔融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱、熔融炉心とコンクリートの伝熱、並びにコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生に係る解析コードの熔融炉心挙動モデルについて、熔融炉心・コンクリート相互作用の不確かさに係るパラメータの組合せを考慮した感度解析を実施した。本感度解析においては約 18cm のコンクリート侵食による非凝縮性ガスの発生及び反応熱の増加により、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇幅は大きくなるものの、原子炉下部キャビティ水により熔融炉心が冷却されることでコンクリート侵食は停止し、第 7.2.1.1.16 図及び第 7.2.1.1.17 図に示すとおり、これらの要因による原子炉格納容器</p>	<p>【高浜】 記載表現の相違 【大飯 高浜】 解析結果の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>及び温度上昇は一時的なものである。さらに、コンクリート侵食等に伴う水素発生による原子炉格納容器圧力上昇が考えられるが、水素の追加発生に伴う水素濃度上昇はドライ条件換算で1vol%程度にとどまる。このため、原子炉格納容器圧力及び温度は、それぞれ原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍(0.78MPa[gage])及び200℃に対して十分な余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料3.1.1.18)</p> <p>Cs-137の放出量評価の観点では、原子炉格納容器からの漏えい率について、MAAPの評価結果の原子炉格納容器圧力から得られる原子炉格納容器漏えい率に余裕を考慮して設定した値を用いている。また、ソースタームについては、MAAPの評価結果ではなく、NUREG-1465に基づき設定しているため、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>は一時的なものである。さらに、コンクリート侵食等に伴う水素発生による原子炉格納容器圧力上昇が考えられるが、水素の追加発生に伴う水素濃度上昇はドライ条件換算で1vol%程度にとどまる。このため、原子炉格納容器圧力及び温度は、それぞれ原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍(0.566MPa[gage])及び200℃に対して十分な余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料3.1.1.18)</p> <p>Cs-137の放出量評価の観点では、原子炉格納容器からの漏えい率について、MAAPの評価結果の原子炉格納容器圧力から得られる原子炉格納容器漏えい率に余裕を考慮して設定した値を用いている。また、ソースタームについては、MAAPの評価結果ではなく、NUREG-1465に基づき設定しているため、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内FP挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルはABCVE実験解析により格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。本評価事故シーケンスでは、代替循環冷却系の運転により格納容器ベントを回避できることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>圧力及び温度上昇は一時的なものである。さらに、コンクリート侵食等に伴う水素発生による原子炉格納容器圧力上昇が考えられるが、水素の追加発生に伴う水素濃度上昇はドライ条件換算で1vol%程度にとどまる。このため、原子炉格納容器圧力及び温度は、それぞれ原子炉格納容器の限界圧力0.566MPa[gage]及び限界温度200℃に対して十分な余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料7.2.1.1.18)</p> <p>Cs-137の放出量評価の観点では、原子炉格納容器からの漏えい率について、MAAPの評価結果の原子炉格納容器圧力から得られる原子炉格納容器漏えい率に余裕を考慮して設定した値を用いている。また、ソースタームについては、MAAPの評価結果ではなく、NUREG-1465に基づき設定しているため、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動に係るFP挙動モデルは、ABCVE実験解析により、エアロゾル沈着挙動をほぼ適正に評価できることを確認していることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>【大阪 高岡】 記載表現の相違(女川) 記載の反映 【女川】 設計の相違</p> <p>【大阪 高岡】 記載表現の相違(女川) 記載の反映</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉 (添付資料 3.1.2.9)	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>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</p> <p>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3.1.1.2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をしている。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、原子炉格納容器自由体積、ヒートシンク、1次冷却材の流出流量及び格納容器再循環ユニットの除熱特性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、炉心損傷開始が遅くなり、炉心損傷を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作の開始が遅くなる。</p>	<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>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</p> <p>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3.1.1.2.1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をしている。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）、原子炉格納容器自由体積、ヒートシンク（標準値）及び1次冷却材の流出流量、並びに標準値として設定している蒸気発生器2次側保有水量及び格納容器再循環ユニットの除熱特性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、炉心損傷開始が遅くなり、炉心損傷を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作の開始が遅くなる。</p>	<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>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</p> <p>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3.1.2.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、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、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及</p>	<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>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</p> <p>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7.2.1.1.2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炉心崩壊熱、原子炉格納容器自由体積、ヒートシンク、1次冷却材の流出流量及び格納容器再循環ユニットの除熱特性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>初期条件の原子炉停止後の炉心崩壊熱を最確条件とした場合、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、炉心損傷開始が遅くなり、炉心損傷を起点とする代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ操作の開始が遅くなるが、操作手順（炉心損傷の判断後、準備が完了した段階でスプレイ実施）に変わりはないことから、運転員</p>	<p>【大飯 高浜】 記載表現の相違（女川） 実質的反映</p> <p>【高浜】 記載内容の相違 ・泊3号炉再燃のため、標準値に係る記載をしない（大飯と同様）</p> <p>【大飯 高浜】 記載表現の相違（女川） 実質的反映</p> <p>【大飯 高浜】 記載方針の相違 ・運転員等操作時間に与える影響につ</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>また、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、原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、また、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクを最確値とした場合、解析条件で設定している原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクより大きくなるため、原子炉格納容器の圧力上昇が緩和される。しかしながら、原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>地震によりExcess LOCAが発生した場合、1次冷却材の流出流量の増加により、炉心損傷が早まる。その結果、炉心溶融開始の30分後に開始するものとしている恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレいの開始は早まるが、解析条件と同様に事象発生の約51分後に代替格納容器スプレイを開始したとしても、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「3.1.1.3(2)a.(b) 評価項目と</p>	<p>また、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、原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、また、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクを最確値とした場合、解析条件で設定している原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクより大きくなるため、原子炉格納容器の圧力上昇が緩和される。しかしながら、原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間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が、本評価事故シーケンスは大破断LOCAを想定しており、2次系からの冷却効果はわずかであることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>地震によりExcess LOCAが発生した場合、1次冷却材の流出流量の増加により、炉心損傷が早まる。その結果、炉心溶融開始の30分後に開始するものとしている恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレいの開始は早まるが、解析条件と同様に事象発生の約49分後に代替格納容器スプレイを開始したとしても、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「(b) 評価項目となるパラメータに与える</p>	<p>び温度の上昇が遅くなるが、本評価事故シーケンスでは、格納容器圧力及び温度を起点に操作開始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>初期条件の原子炉水位、炉心流量、サブプレッションプール水位及び格納容器圧力は、解析条件の不確かさとして、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>事故条件の起回事象は、解析条件の不確かさとして、E-LOCAを考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、操作手順(速やかに注水手段を準備すること)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>等操作時間に与える影響はない。</p> <p>また、炉心崩壊熱を最確条件とした場合、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、原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、また、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクを最確条件とした場合、解析条件で設定している原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクより大きくなるため、原子炉格納容器の圧力上昇が緩和される。しかしながら、原子炉格納容器圧力を起点に操作開始する運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>事故条件の起回事象は、解析条件の不確かさとして、地震によりExcess LOCAが発生した場合、1次冷却材の流出流量の増加により、炉心損傷が早まる。その結果、炉心溶融開始の30分後に開始するものとしている代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイの開始は早まるが、解析条件と同様に事象発生の約49分後に代替格納容器スプレイを開始したとしても、評価項目となるパラメータに与える影響は</p>	<p>いて詳細に記載【大飯 高浜】記載表現の相違</p> <p>【高浜】評価方針の相違 ・泊3号炉の事故シナリオのため不確かさの影響評価の対象外（大飯と同様）</p> <p>【大飯】解析表現の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>なるパラメータに与える影響」における Excess LOCA の感度解析により確認していることから、操作時間を早める必要はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>格納容器再循環ユニットの除熱特性を最確値とした場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、格納容器内自然対流冷却の開始後に原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合、格納容器再循環ユニットの除熱性能が低下するため、原子炉格納容器圧力はわずかに高く推移するが、格納容器内自然対流冷却の開始後に原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間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>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、原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、また、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクを最確値とした場合、解析条件で</p>	<p>影響」における Excess LOCA の感度解析により確認していることから、操作時間を早める必要はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>格納容器再循環ユニットの除熱特性を最確値とした場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、格納容器内自然対流冷却の開始後に原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合、除熱性能が低下するため、原子炉格納容器圧力はわずかに高く推移するが、格納容器内自然対流冷却の開始後に原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間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>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、原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、また、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクを最確値とした場合、解析条件で</p>	<p>機器条件の低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)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>機器条件の代替循環冷却系は、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)、格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、操作手順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>(添付資料 3.1.2.9, 3.1.2.10)</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</p>	<p>小さいことを「7.2.1.1.3(2) a. (b) 評価項目となるパラメータに与える影響」における Excess LOCA の感度解析により確認していることから、操作時間を早める必要はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の格納容器再循環ユニットの除熱特性について、粗フィルタを取り外した場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、格納容器内自然対流冷却の開始後に原子炉格納容器圧力を起点に操作開始する運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合、格納容器再循環ユニットの除熱性能が低下するため、原子炉格納容器圧力はわずかに高く推移するが、格納容器内自然対流冷却の開始後に原子炉格納容器圧力を起点に操作開始する運転員等操作はなく、運転員等操作時間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>初期条件の原子炉停止後の炉心崩壊熱を最確条件とした場合、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、原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、また、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクを</p>	<p>【大飯 高浜】 記載方針の相違 ・泊は大飯、高浜と同様に粗フィルタを取り外した状態で感度解析を実施しているため、感度解析における評価条件を明確化（伊方と同様） 【高浜】 記載表現の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>設定している原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクより大きくなるため、原子炉格納容器の圧力上昇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>地震により Excess LOCA が発生した場合、1次冷却材の流出流量の増加により炉心及び原子炉格納容器への影響が考えられることから、破断規模及び破断箇所について以下のケースの感度解析を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・1次冷却材高温側配管 全ループ破断 ・1次冷却材低温側配管 全ループ破断 ・原子炉容器下端における破損（開口面積：高温側配管両端破断相当） <p>いずれの感度ケースも恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始時間は基本ケースである大破断 LOCA</p>	<p>設定している原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクより大きくなるため、原子炉格納容器の圧力上昇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>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が、本評価事故シーケンスは大破断 LOCA を想定しており、2次系からの冷却効果はわずかであることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>地震により Excess LOCA が発生した場合、1次冷却材の流出流量の増加により炉心及び原子炉格納容器への影響が考えられることから、破断規模及び破断箇所について以下のケースの感度解析を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・1次冷却材高温側配管 全ループ破断 ・1次冷却材低温側配管 全ループ破断 ・原子炉容器下端における破損（開口面積：高温側配管両端破断相当） <p>いずれのケースも恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ開始時間は基本ケースと同様に事象発生約 49 分後</p>	<p>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、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は代替循環冷却系により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>初期条件の原子炉水位、炉心流量、サブプレッションプール水位及び格納容器圧力は、解析条件の不確かさとして、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>事故条件の起回事象は、解析条件の不確かさとして、E-LOCA を考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、格納容器へ放出されるエネルギーは大破断 LOCA の場合と同程度であり、第 3.1.2.13 図及び第 3.1.2.14 図に示すとおり、格納容器圧力は 0.854MPa [gage]、原子炉格納容器バウダリにかかる温度は 200℃ を下回っていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>最確条件とした場合、解析条件で設定している原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクより大きくなるため、原子炉格納容器の圧力及び温度の上昇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>事故条件の起回事象は、解析条件の不確かさとして、地震により Excess LOCA が発生した場合、1次冷却材の流出流量の増加により炉心及び原子炉格納容器への影響が考えられることから、破断規模及び破断箇所について以下のケースの感度解析を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・1次冷却材高温側配管 全ループ破断 ・1次冷却材低温側配管 全ループ破断 ・原子炉容器下端における破損（開口面積：高温側配管両端破断相当） <p>いずれの感度ケースも代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ開始時間は基本ケースと同様に事象発生約</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3号炉破断のため 不確かさの影響評価の 対象外（大飯と同様）</p> <p>【大飯】</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>時と同様に事象発生約51分後とした。その結果、第3.1.1.18図から第3.1.1.23図に示すとおり、各ケースともに原子炉格納容器へ放出されるエネルギーは基本ケースと同じであり、また、熔融燃料と原子炉下部キャビティ水による相互作用に伴う原子炉格納容器圧力の上昇はわずかであり、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>(添付資料3.1.1.19)</p> <p>格納容器再循環ユニットの除熱特性を最確値とした場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなる。格納容器再循環ユニットの除熱特性を設計値(1基当たりの除熱特性:100℃～約168℃、約6.7MW～約13.0MW)とした場合の感度解析の結果を第3.1.1.24図及び第3.1.1.25図に示す。その結果、事象発生24時間後に格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却が開始されることにより、原子炉格納容器圧力及び温度上昇が緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを確認した。</p> <p>また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合は、格納容器再循</p>	<p>とした。その結果、第3.1.1.3.3図から第3.1.1.3.8図に示すとおり、各ケースともに原子炉格納容器へ放出されるエネルギーは基本ケースと同じであり、また、熔融燃料と原子炉下部キャビティ水による相互作用に伴う原子炉格納容器圧力の上昇はわずかであり、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>(添付資料3.1.1.19)</p> <p>格納容器再循環ユニットの除熱特性を最確値とした場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなる。格納容器再循環ユニットの除熱特性を設計値(1基当たりの除熱特性:100℃～約155℃、約6.6MW～約11.7MW)とした場合の感度解析の結果を第3.1.1.3.9図及び第3.1.1.3.10図に示す。その結果、事象発生24時間後に格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却が開始されることにより、原子炉格納容器圧力及び温度上昇が緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを確認した。</p> <p>(添付資料2.4.8)</p> <p>また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合は、除熱性能が低</p>	<p>機器条件の低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)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り、格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、格納容器圧力及び温度の上昇に有意な影響を与えないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の代替循環冷却系は、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、格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>(添付資料3.1.2.9, 3.1.2.10)</p>	<p>約49分後とした。その結果、第7.2.1.1.18図から第7.2.1.1.23図に示すとおり、各ケースともに原子炉格納容器へ放出されるエネルギーは基本ケースと同じであり、また、熔融燃料と原子炉下部キャビティ水による相互作用に伴う原子炉格納容器圧力の上昇はわずかであり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料7.2.1.1.19)</p> <p>機器条件の格納容器再循環ユニットの除熱特性について、粗フィルタを取り外した場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなる。格納容器再循環ユニットの除熱特性として粗フィルタの取り外しを考慮(1基当たりの除熱特性:100℃～約155℃、約4.4MW～約7.6MW)した場合の感度解析の結果を第7.2.1.1.24図及び第7.2.1.1.25図に示す。その結果、事象発生24時間後に格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却が開始されることにより、原子炉格納容器圧力及び温度上昇が緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合は、格納容器再循</p>	<p>解析結果の相違</p> <p>【大飯 高岡】 記載方針の相違 ・差異理由は前述とおり(⑨ページ参照)</p> <p>【大飯 高岡】 設計の相違</p> <p>【高岡】 記載箇所の相違</p> <p>【高岡】</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>環ユニットの除熱性能が低下するため、水素濃度を考慮した場合の感度解析を実施した。その結果、第 3.1.1.26 図及び第 3.1.1.27 図に示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、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。 (添付資料 2.4.6、添付資料 3.1.1.20)</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>代替格納容器スプレイの開始操作は、第 3.1.1.3 図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、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>下するため、水素濃度を考慮した場合の感度解析結果を第 3.1.1.3.11 図及び第 3.1.1.3.12 図に示す。その結果、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、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。 (添付資料 3.1.1.20)</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>代替格納容器スプレイの開始操作は、第 3.1.1.3 図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、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. 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>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水操作は、解析上の注水開始時間として事象発生から 25 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、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水準備の操作時間は、常設代替交流電源設備からの受電操作完了後に実施するため、受電操作の影響を受け、原子炉への注水開始時間も</p>	<p>環ユニットの除熱性能が低下するため、水素濃度を考慮した場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.2.1.1.26 図及び第 7.2.1.1.27 図に示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 (添付資料 7.1.4.7、7.2.1.1.20)</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>操作条件の代替格納容器スプレイの開始操作は、解析上のスプレイ開始時間として炉心溶融開始の 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、実際の操作においては、炉心損傷の判断後、準備が完了した段階で実施することとなっているため、操作開始が早まる可能性があることから運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。なお、この操作を行う運転員は、他の操作との重複がないことから、</p>	<p>記載表現の相違 【高河】 記載箇所の相違 【大飯 高河】 評価方針の相違(女川 実態の反映) 【大飯 高河】 評価方針の相違(女川 実態の反映)</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>格納容器内自然対流冷却の操作は、第 3.1.1.3 図に示すとおり、現場での操作であるが、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>アニュラス空気浄化設備の起動操作は、第 3.1.1.3 図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、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>格納容器内自然対流冷却の操作は、第 3.1.1.3 図に示すとおり、現場での操作であるが、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>【参考：女川「高圧注水・減圧機能機能喪失」】</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブレーションプール水冷却モード）の運転操作は、解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル 8）到達後（事象発生約 40 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、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>アニュラス空気浄化設備の起動操作は、第 3.1.1.3 図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、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>早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の原子炉補機代替冷却水系の運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉補機代替冷却水系の準備は、事象発生 10 時間後に作業を開始し、作業時間に 14 時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の代替循環冷却系による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替循環冷却系の運転は事象発生 24 時間後に開始することとしているが、時間余裕を含めて設定されているため操作の不確かさが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。また、本操作の操作開始時間は、原子炉補機代替冷却水系の準備時間を考慮して設定したものであり、原子炉補機代替冷却水系の操作開始時間が早まれば、本操作の操作開始時間も早まる可能性があり、代替循環冷却系の運転開始時間も早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大き</p>	<p>操作開始時間が早まっても、他の運転員等の操作時間に与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器内自然対流冷却の操作は、解析上の操作開始時間として事象発生の 24 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、格納容器内自然対流冷却の開始操作は、事象発生の 24 時間後であり、格納容器内自然対流冷却の準備操作はあらかじめ実施可能である。また、格納容器内自然対流冷却の操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、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>操作条件のアニュラス空気浄化設備の起動操作は、解析上の操作開始時間として事象発生の 60 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、全交流動力電源喪失の認知時間、B-アニュラス空気浄化ファンの起動準備は、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 B-アニュラス空気浄化ファンの起動操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性がある。そのため運転員等操作時間に</p>	

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心損傷を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作は、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、炉心損傷開始が遅くなることで操作開始が遅くなるが、炉心崩壊熱の減少により原子炉格納容器に放出されるエネルギーも小さくなるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、「3.1.1.3(3) 操作時間余裕の把握」において、事象発生後の60分後に代替格納容器スプレイを開始した場合の感度解析により操作時間余裕を確認しており、同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作は、実際の操作においては、炉心損傷の判断後、準備が完了した段階で実施することとなっているため、操作開始が早まる可能性がある。代替格納容器スプレイ操作の開始が早くなった場合、代替格納容器スプレイの継続時間が長くなることで原子炉格納容</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心損傷を起点とする恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作は、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、炉心損傷開始が遅くなることで操作開始が遅くなるが、炉心崩壊熱の減少により原子炉格納容器に放出されるエネルギーも小さくなるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、「(3) 操作時間余裕の把握」において、事象発生後の60分後に代替格納容器スプレイを開始した場合の感度解析により操作時間余裕を確認しており、同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作は、実際の操作においては、炉心損傷の判断後、準備が完了した段階で実施することとなっているため、操作開始が早まる可能性がある。操作開始が早くなった場合は代替格納容器スプレイの継続時間が長くなることから、評価項目となるパラメータに与え</p>	<p>くなる。</p> <p>(添付資料 3.1.2.9)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作について、解析上の原子炉注水開始時間(25分後)は準備操作に時間余裕を含めて設定されており、原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが、ジルコニウム水反応量により発熱量が増加する等の影響があるため、格納容器圧力及び温度の上昇に大きな差異はない。</p> <p>操作条件の原子炉補機代替冷却水系の起動操作は、運転員等操作時間に与える影響として、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があり、格納容器の圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから、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>対する余裕は大きくなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の炉心損傷を起点とする代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作は、運転員等操作時間に与える影響として、炉心崩壊熱を最確条件とした場合、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、炉心損傷開始が遅くなることで操作開始が遅くなるが、炉心崩壊熱の減少により原子炉格納容器に放出されるエネルギーも小さくなるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、「7.2.1.1.3(3) 操作時間余裕の把握」において、事象発生後の60分後に代替格納容器スプレイを開始した場合の感度解析により操作時間余裕を確認しており、同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実際の操作においては、炉心損傷の判断後、準備が完了した段階で実施することとなっているため、操作開始が早まる可能性がある。代替格納容器スプレイ操作の開始が早くなった場合、代替格納容器</p>	<p>【高詞】 記載表現の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>器圧力及び温度の上昇が抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>格納容器内自然対流冷却の開始が早くなる場合、原子炉格納容器圧力及び温度の抑制効果の大きい代替格納容器スプレイを早く停止することとなるため、原子炉格納容器圧力は高く推移するが、「2.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」においては、より炉心崩壊熱の高い事象発生時の約9.1時間後に格納容器内自然対流冷却を実施する場合の成立性を確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>アンユラス空気浄化設備のダンパへの空気供給操作が早くなる場合、アンユラス負圧達成までの時間が短くなり、放出放射エネルギーが減少する。したがって、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 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</p>	<p>る影響は小さい。</p> <p>格納容器内自然対流冷却の開始が早くなる場合、原子炉格納容器圧力及び温度の抑制効果の大きい代替格納容器スプレイを早く停止することとなるため、原子炉格納容器圧力は高く推移するが、「2.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」においては、より炉心崩壊熱の高い事象発生時の約9.3時間後に格納容器内自然対流冷却を実施する場合の成立性を確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>アンユラス空気浄化設備のダンパへの空気供給操作が早くなる場合、アンユラス負圧達成までの時間が短くなり、放出放射エネルギーが減少する。したがって、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 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</p>	<p>操作条件の代替循環冷却系による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉補機代替冷却水系の操作開始時間が早まった場合には、本操作も早まる可能性があり、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから、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 3.1.2.9)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 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</p>	<p>スプレイの継続時間が長くなることで原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の格納容器内自然対流冷却の操作は、運転員等操作時間に与える影響として、格納容器内自然対流冷却の開始が早くなる場合、原子炉格納容器圧力及び温度の抑制効果の大きい代替格納容器スプレイを早く停止することとなるため、原子炉格納容器圧力は高く推移するが、「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」においては、より炉心崩壊熱の高い事象発生時の約4.0時間後に格納容器内自然対流冷却を実施する場合の成立性を確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件のアンユラス空気浄化設備の起動操作は、運転員等操作時間に与える影響として、アンユラス空気浄化系の空気作動弁及びダンパへの代替空気供給（窒素ボンベ接続）が早まった場合には、本操作も早まる可能性があり、アンユラス負圧達成までの時間が短くなることから、放出放射エネルギーが減少する。したがって、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 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</p>	<p>【大飯 高浜】 解明結果の相違 ・泊と大飯は大破断LOCAの想定に対して高浜は大破断LOCAの想定のため、高浜の方が自然対流冷却を実施する時間が遅い ・大飯のCV型式はPCVであるためCV内のヒートシンクの効果が大きく、圧力上昇が緩慢となり最高使用圧力到達が泊に比べて遅くなる。(参考：伊方の最高使用圧力は約4時間) 【大飯 高浜】 記載表現の相違(女川)</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>一タに対して、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>恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作の操作時間余裕を確認するため、解析上の開始時間は事象発生約51分後であるのに対し、事象発生60分後に開始する場合の感度解析を実施した。その結果、第3.1.1.28図及び第3.1.1.29図に示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温度はそれぞれ原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍(0.78MPa[gage])及び200℃に対して十分余裕があるため、事象発生から60分以上の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料3.1.1.21)</p> <p>格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の解析上の開始時間は事象発生24時間後であり、格納容器内自然対流冷却の開始とともに代替格納容器スプレイを停止することとしている。大容量ポンプの準備が遅れた場合は、代替格納容器スプレイを継続する必要があるが、格納容器再循環ユニットが水没する水位に到達するまでに停止する必要がある。原子炉格納容器の注水量が4,000m³以下であれば、格納容器再循環ユニットは水没しないことを確認していることから、注水量が4,000m³に到達するまでの時間を評価した。代替格納容器スプレイ開始から連続してスプレイするものとして評価したところ、事象発生24時間後から3</p>	<p>一タに対して、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>恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作の操作時間余裕を確認するため、解析上の開始時間は事象発生約49分後であるのに対し、事象発生60分後に開始する場合の感度解析結果を第3.1.1.3.13図及び第3.1.1.3.14図に示す。その結果、原子炉格納容器圧力及び温度はそれぞれ原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍(0.566MPa[gage])及び200℃に対して十分余裕があるため、事象発生から60分以上の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料3.1.1.21)</p> <p>格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の解析上の開始時間は事象発生24時間後であり、格納容器内自然対流冷却の開始とともに代替格納容器スプレイを停止することとしている。大容量ポンプの準備が遅れた場合は、代替格納容器スプレイを継続する必要があるが、格納容器再循環ユニットが水没する水位に到達するまでに停止する必要がある。原子炉格納容器の注水量が6,000m³以下であれば、格納容器再循環ユニットは水没しないことを確認していることから、注水量が6,000m³に到達するまでの時間を評価した。代替格納容器スプレイ開始から連続してスプレイするものとして評価したところ、17時間以上の操作時間余裕があること</p>	<p>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>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作及び低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水操作については、第3.1.3.14図から第3.1.3.16図に示すとおり、事象発生から50分後(操作開始時間25分程度の遅れ)までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水が開始できれば、損傷炉心は炉心位置に保持され、原子炉圧力容器は破損せず、評価項目を満足する結果となることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の原子炉補機代替冷却水系運転操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作については、原子炉補機代替冷却水系運転開始までの時間は、事象発生から24時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>なお、本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも、格納容器の限界圧力に到達しないよう低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水の継続及び格納容器圧力が0.640MPa[gage]に到達した場合には原子炉格納容器代替スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器スプレイを行うこととなる。原子炉格納容器代替スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器スプレイは、外部水源注水量限</p>	<p>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>操作条件の代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイの開始時間に対する時間余裕を確認するため、解析上の開始時間は事象発生約49分後であるのに対し、事象発生60分後に開始する場合の感度解析を実施した。その結果、第7.2.1.1.28図及び第7.2.1.1.29図に示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温度はそれぞれ原子炉格納容器の限界圧力0.566MPa[gage]及び限界温度200℃に対して十分余裕があるため、事象発生から60分以上の時間余裕がある。</p> <p>(添付資料7.2.1.1.21)</p> <p>操作条件の格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の解析上の開始時間は事象発生24時間後であり、格納容器内自然対流冷却の開始とともに代替格納容器スプレイを停止することとしている。可搬型大型送水ポンプ車の準備が遅れた場合は、代替格納容器スプレイを継続する必要があるが、格納容器再循環ユニットが水没する水位に到達するまでに停止する必要がある。原子炉格納容器の注水量が6,100m³以下であれば、格納容器再循環ユニットは水没しないことを確認していることから、注水量が6,100m³に到達するまでの時間を評価した。代替格納容器スプレイ開始から連続してスプレイするものとして評価したところ、事象発生24時</p>	<p>美観の反映</p> <p>【大綱】 設備の相違</p> <p>【高岡】 記載表現の相違</p> <p>【大飯、高岡】 記載表現の相違(女川)</p> <p>美観の反映</p> <p>【大飯、高岡】 設備の相違</p> <p>【高岡】</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>時間以上の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料 3.1.1.22)</p> <p>アンユラス空気浄化設備ダンパへの作動空気供給操作の解析上の開始時間は事象発生後の60分後であるが、操作が遅くなる場合は、アンユラス負圧達成までの時間が長くなり、放出放射線量が増加するが、「3.1.1.2(4) 有効性評価の結果」に示すとおり解析上のCs-137の総放出量は約5.2TBqであり、10分～20分の操作遅れに対して放出放射線量は約10%～30%の増加にとどまることから、100TBqに対して余裕を確保できるため、事象発生から80分以上の操作時間余裕があることを確認した。</p>	<p>を確認した。</p> <p>(添付資料 3.1.1.22)</p> <p>アンユラス空気浄化設備ダンパへの作動空気供給操作の解析上の開始時間は事象発生後の60分後であるが、操作が遅くなる場合は、アンユラス負圧達成までの時間が長くなり、放出放射線量が増加するが、「3.1.1.2(4) 有効性評価の結果」に示すとおり解析上のCs-137の総放出量は約4.2TBqであり、10分～20分の操作遅れに対して放出放射線量は約10%～30%の増加にとどまることから、100TBqに対して余裕を確保できるため、80分以上の操作時間余裕があることを確認した。</p>	<p>界(サブプレッションプール水位が真空破壊装置下端-0.4m(通常運転水位+約2m))到達時点でスプレイを停止し、原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱を実施する。外部水源注水量限界に到達するまでの時間は、事象発生から約44時間あり、約20時間以上の余裕がある。また、格納容器圧力が限界圧力0.854MPa[gage]に到達するまでの時間は、事象発生から約51時間あり、約27時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 3.1.2.9, 3.1.3.8)</p>	<p>間後から17時間以上の時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 7.2.1.1.22)</p> <p>操作条件のアンユラス空気浄化設備の起動操作の解析上の開始時間は事象発生後の60分後であるが、操作が遅くなる場合は、アンユラス負圧達成までの時間が長くなり、放出放射線量が増加するが、「7.2.1.1.2(4) 有効性評価の結果」に示すとおり解析上のCs-137の総放出量は約5.1×10^4 TBqであり、10分～20分の操作遅れに対して放出放射線量は約10%～30%の増加にとどまることから、100TBqに対して余裕を確保できるため、80分以上の時間余裕がある。</p>	<p>記載表現の相違</p> <p>【大飯 高岡】 記載表現の相違 ・泊3号炉内で記載を統一</p> <p>【大飯 高岡】 解析表現の相違</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を考慮した場合においても、運転員等による恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により、原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心を冷却し、原子炉格納容器雰囲気冷却及び除熱を行うことにより、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいこと</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を考慮した場合においても、運転員等による恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により、原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心を冷却し、原子炉格納容器雰囲気冷却及び除熱を行うことにより、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいこと</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。</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、運転員等による代替格納容器スプレイポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により、原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心を冷却し、原子炉格納容器雰囲気冷却及び除熱を行うことにより、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>【大飯 高岡】 評価方針の相違(女川記載の反映)</p> <p>【大飯 高岡】 設計の相違 ・差異理由は前述のとおり ・0ペーシ参照</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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 3.1.1.23)</p>	<p>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 3.1.1.23)</p>	<p>このほか、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>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>(添付資料7.2.1.1.23)</p>	<p>【大飯 高浜】 評価方針の相違(女川) 緑字の反映</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3.1.1.4 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>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)」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、「3.1.1.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり48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>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)」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、号炉間の事故シーケ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。ただし、燃料のうち送水車用燃料(軽油)については共用であるため、3号炉及び4号炉の合計の消費量を評価する。</p> <p>a. 水源</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ(130m³/h)については、燃料取替用水ピットを水</p>	<p>3.1.1.4 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>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)」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、「3.1.1.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり84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118名で対応可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)」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、号炉間の事故シーケ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。ただし、燃料のうち消防ポンプ用燃料(ガソリン)については共用であるため、3号炉及び4号炉の合計の消費量を評価する。</p> <p>a. 水源</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイについては、燃料取替用水タンクを水源とし、水</p>	<p>3.1.2.4 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>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」における重大事故等対策時に必要な要員は、「3.1.2.1 格納容器破損防止対策」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>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」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>(添付資料 3.1.2.11)</p> <p>a. 水源</p> <p>低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水は、7日間に対応を考慮すると、合計約890m³</p>	<p>7.2.1.1.4 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>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「7.2.1.1.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり21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」で説明している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36名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧破損)」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」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ(140m³/h)については、燃料取替用</p>	<p>【大飯 高浜】 体制の相違 ・要員体制の差異</p> <p>【大飯 高浜】 記載表現の相違(女川 英語の反映 ・女川の炉心損傷防止 の記載に合わせた)</p> <p>【大飯 高浜】 設備の相違 ・泊はシングルプラン ト評価のためツインブ ラントでの評価である 大飯 高浜とは評価条 件が異なる(女川と同 様)</p> <p>【高浜】 記載箇所の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>源とし、水量 1,860m³の使用が可能であることから、事象発生約 51 分後から約 15.1 時間後までのスプレイ継続が可能である。以降は、海水を水源とする可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイに切り替え、その後、事象発生約 24 時間後からは大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を開始することが可能であるため、燃料取替用水ピットへの補給は不要である。</p> <p>b. 燃料 (a) 重油 空冷式非常用発電装置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 日間の運転継続には約 133.4k⁰の重油が必要となる。</p>	<p>量 1,600m³の使用が可能であることから、事象発生約 49 分後から約 12.2 時間後までのスプレイ継続 (140m³/h) が可能である。以降は、海水を水源とする可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイに切り替え、その後、事象発生約 24 時間後からは大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却を開始することが可能であるため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。</p> <p>b. 燃料 (a) 重油 空冷式非常用発電装置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 日間の運転継続には約 133.4k⁰の重油が必要となる。</p>	<p>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。これにより、必要な水源は確保可能である。</p> <p>代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱については、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ため、7 日間の継続実施が可能である。</p> <p>b. 燃料 常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 414kL の軽油が必要となる。</p> <p>大容量送水ポンプ(タイプ 1)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 1)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。原子炉補機代替冷却水系については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 42kL 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、常設代替交流電源設備による電源供給、大容量送水ポ</p>	<p>水ピットを水源とし、水量 1,700m³の使用が可能であることから、事象発生約 49 分後から約 12.9 時間後までのスプレイ継続が可能である。また、事象発生約 10.9 時間後より可搬型大型送水ポンプ車による燃料取替用水ピットへの海水補給を開始することが可能となるため、格納容器内自然対流冷却移行までの間の注水継続が可能である。</p> <p>b. 燃料 代替非常用発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 138.1kL の軽油が必要となる。</p>	<p>【大飯 高岡】 設備の相違</p> <p>【大飯 高岡】 設備の相違 ・差異理由詳細とおりにベーン参照</p> <p>【大飯 高岡】 設備の相違 ・消滅設備のみを使用する</p> <p>【大飯 高岡】 記載表現の相違(女川実装の反映)</p> <p>【大飯 高岡】 設備の相違</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<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>可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイについては、事象発生6.5時間後から24時間後まで電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）が運転したと想定して、約2.2kℓの重油が必要となる。</p> <p>大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却については、事象発生14時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約47.7kℓの重油が必要となる。</p> <p>【再掲】 可搬式代替低圧注水ポンプ及び使用済燃料ピットへの注水に用いる送水車については、3号炉、4号炉それぞれ事象発生6.3時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約5,709ℓの軽油が必要となる。</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186.4kℓの重油が必要となるが「6.1(2)</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>可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイについては、事象発生9時間後から24時間後まで電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）が運転したと想定して、約1.9kℓの重油が必要となる。</p> <p>大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却については、事象発生16時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約47.1kℓの重油が必要となる。</p> <p>【再掲】 使用済燃料ピットへ海水を補給するための消防ポンプについては、3号炉、4号炉それぞれ事象発生20時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約1,486ℓのガソリンが必要となる。</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185.2kℓの重油が必要となるが</p>	<p>ンブ(タイプ1)による復水貯蔵タンクへの給水及び原子炉補機代替冷却水系の運転について、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505kℓ）。</p> <p>【再掲】 大容量送水ポンプ(タイプ1)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1)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。</p> <p>【再掲】 大容量送水ポンプ(タイプ1)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1)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。</p> <p>【再掲】 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</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緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、7日間の運転継続に約19.2kℓの軽油が必要となる。</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車による格納容器内自然対流冷却については、保守的に事象発生直後からの可搬型大型送水ポンプ車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約12.5kℓの軽油が必要となる。</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの海水注水及び燃料取替用水ピットへの海水補給については、保守的に事象発生直後からの可搬型大型送水ポンプ車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約12.5kℓの軽油が必要となる。</p> <p>ディーゼル発電機燃料油貯油槽(約540kℓ)及び燃料タンク(SA)(約50kℓ)にて合計約590kℓの軽</p>	<p>【大飯 高岡】 記載方針の相違(女川 実態の反映) 【大飯 高岡】 設備名称の相違 【大飯 高岡】 設計の相違 ・差異理由の相違とおりもページ参照</p> <p>【大飯 高岡】 評価方針の相違(女川 実態の反映)</p> <p>【大飯 高岡】 設計の相違 ・設備名称の相違 評価方針の相違(女川 実態の反映)</p> <p>【大飯 高岡】 記載方針の相違(女川 実態の反映)</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>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油量のうち使用可能量(548kℓ)にて供給可能である。</p> <p>(b) 軽油</p> <p>可搬式代替低圧注水ポンプ及び使用済燃料ピットへの注水に用いる送水車については、3号炉、4号炉それぞれ事象発生後の6.3時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約5,709ℓ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11,418ℓとなるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、発電所構内に備蓄している軽油21,000ℓにて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約372kW必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量2,920kW(3,650kVA)にて供給可能で</p>	<p>「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンクの合計油量のうち、使用可能量(420kℓ)にて供給可能である。</p> <p>(b) ガソリン</p> <p>可搬式代替低圧注水ポンプ供給用の消防ポンプについては、3号炉、4号炉それぞれ事象発生後の9時間後から事象発生後の24時間後までの運転を想定して、約3,341ℓのガソリンが必要となる。</p> <p>使用済燃料ピットへ海水を補給するための消防ポンプについては、3号炉、4号炉それぞれ事象発生後の20時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約1,486ℓのガソリンが必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要なガソリンは、これらを合計して約9,654ℓとなるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、発電所構内に備蓄しているガソリン12,150ℓにて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約349kW必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量2,920kW(3,650kVA)にて供給可能である。</p>	<p>保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、大容量送水ポンプ(タイプ1)による復水貯蔵タンクへの給水及び原子炉補機代替冷却水系の運転について、7日間の継続が可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として約4,615kW必要となるが、常用連続運用仕様である約6,000kW未満となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能であ</p>	<p>油を保有しており、これらの使用が可能であることから、代替非常用発電機による電源供給、緊急時対策所への電源供給、可搬型大型送水ポンプ車による燃料取替用水ピット及び使用済燃料ピットへの海水注水並びに格納容器内自然対流冷却について、7日間の継続が可能である(合計使用量約182.3kℓ)。</p> <p>c. 電源</p> <p>代替非常用発電機の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として約540kW必要となるが、代替非常用発電機の給電容量2,760kW(3,450kVA)未満となることから、必要負荷に対しての電源供給</p>	<p>【大飯 高岡】 設計の相違 ・貯蔵容量の相違</p> <p>【大飯 高岡】 設計の相違 ・泊3号炉のみを使用する</p> <p>【大飯 高岡】 設計の相違</p> <p>【大飯 高岡】 設計方針の相違(女川)</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ある。</p> <p>(添付資料 3.1.1.24)</p>	<p>(添付資料 3.1.1.24)</p>	<p>る。</p> <p>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)についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p>	<p>給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を行う緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料7.2.1.1.24)</p>	<p>【大阪 高岡】 記載方針の相違(女川) 緑字の反映 ・緊急時の評価結果についても記載</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3.1.1.5 結論</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ注入機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳する。その結果、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱に伴い発生した水蒸気、金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガスなどの蓄積により、原子炉格納容器圧力が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過圧破損に至ることが特徴である。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に対する格納容器破損防止対策としては、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備している。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の評価事故シーケンス「大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」に全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮して有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、運転員等操作である恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷</p>	<p>3.1.1.5 結論</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳する。その結果、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱に伴い発生した水蒸気、金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガスなどの蓄積により、原子炉格納容器圧力が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過圧破損に至ることが特徴である。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に対する格納容器破損防止対策としては、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備している。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の評価事故シーケンス「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」に全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮して有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、運転員等操作である恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷</p>	<p>3.1.2.5 結論</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では、格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム－水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって、格納容器内の雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し、格納容器の過圧・過温により格納容器の破損に至ることが特徴である。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対する格納容器破損防止対策としては、初期の対策として低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替循環冷却系による格納容器除熱手段等を整備している。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンス「大破断LOCA+HPCS 失敗+低圧 ECCS 失敗+全交流動力電源喪失」について、代替循環冷却系を使用する場合の有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水及び代替循環冷却系による格納容器除熱を実施することにより、格納容器除熱が可能である。</p>	<p>7.2.1.1.5 結論</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」では、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム－水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって、原子炉格納容器内の雰囲気圧力が徐々に上昇し、原子炉格納容器の過圧により原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に対する格納容器破損防止対策としては、初期の対策として代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ、安定状態に向けた対策としてC、D－格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備している。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の評価事故シーケンス「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」に全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮して有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、運転員等操作である代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を実施することにより、原子</p>	<p>【大飯 高岡】 記載表現の相違（女川実装の反映）</p> <p>【大飯 高岡】 記載表現の相違（女川実装の反映）</p> <p>【大飯 高岡】 設備の相違 ・差異理由は前述とおり（ページ参照）</p> <p>【大飯】 記載表現の相違</p> <p>【大飯 高岡】 設備の相違 ・差異理由は前述とおり（ページ参照）</p>

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>却を実施することにより、原子炉格納容器雰囲気冷却及び除熱並びに原子炉格納容器圧力の上昇抑制が可能である。</p> <p>その結果、原子炉格納容器バウダリにかかる圧力及び温度、放射性物質の総放出量、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力、並びに水素の蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウダリにかかる圧力については評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。</p> <p>なお、原子炉容器外の熔融燃料-冷却材相互作用による熱的・機械的荷重については「3.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用」、原子炉格納容器内の水素濃度については「3.4 水素燃焼」、熔融炉心によるコンクリート侵食については「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」において、それぞれ確認した。</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、本格格納容器破損モード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、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。</p> <p>以上のことから、格納容器破損モード</p>	<p>却を実施することにより、原子炉格納容器雰囲気冷却及び除熱が可能である。</p> <p>その結果、原子炉格納容器バウダリにかかる圧力及び温度、放射性物質の総放出量、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力、並びに水素の蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウダリにかかる圧力については評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。</p> <p>なお、原子炉容器外の熔融燃料-冷却材相互作用による熱的・機械的荷重については「3.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用」、原子炉格納容器内の水素濃度については「3.4 水素燃焼」、熔融炉心によるコンクリート侵食については「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」において、それぞれ確認した。</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、本格格納容器破損モード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、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。</p> <p>以上のことから、格納容器破損モード</p>	<p>その結果、原子炉格納容器フィルタベント系を使用せず、事象を通じて格納容器の限界圧力に到達することはなく、ジルコニウム-水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても原子炉格納容器バウ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、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、低圧代替注水系(常</p>	<p>炉格納容器雰囲気冷却及び除熱並びに原子炉格納容器圧力の上昇抑制が可能である。</p> <p>その結果、原子炉格納容器バウダリにかかる圧力及び温度、放射性物質の総放出量、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力、並びに水素の蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウダリにかかる圧力について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>なお、原子炉容器外の熔融燃料-冷却材相互作用による熱的・機械的荷重については「7.2.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用」、原子炉格納容器内の水素濃度については「7.2.4 水素燃焼」、熔融炉心によるコンクリート侵食については「7.2.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」において、それぞれ確認した。</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、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)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、代替格納容器スプレ</p>	<p>【高詞】 記載表現の相違</p> <p>【大飯 高詞】 記載表現の相違(女川 実機の反映)</p> <p>【大飯 高詞】 記載表現の相違(女川 実機の反映)</p> <p>【大飯 高詞】 記載表現の相違(女川 実機の反映)</p> <p>【大飯 高詞】</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」において、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であり、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に対して有効である。</p>	<p>「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」において、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であり、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に対して有効である。</p>	<p>設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水、代替循環冷却系による格納容器除熱等の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対して有効である。</p>	<p>イポンプによる代替格納容器スプレイ及びC、Dー格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に対して有効である。</p>	<p>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） 【大飯 高浜】 設備の相違 ・差異理由は前述とおり（ベーン参照） 【大飯 高浜】 記載表現の相違（女川記載の反映）</p>

7.2.1.1 格納容器過圧破損

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）

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																
<p>第3.1.1.1.1表 「常相気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>現象及び条件</th> <th>手続</th> <th>重大事象発生時</th> <th>対応措置</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 炉心過熱の発生</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> </tr> <tr> <td>2. 炉心過熱の発生</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> </tr> <tr> <td>3. 炉心過熱の発生</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> </tr> </tbody> </table>	現象及び条件	手続	重大事象発生時	対応措置	1. 炉心過熱の発生	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	2. 炉心過熱の発生	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	3. 炉心過熱の発生	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	<p>第3.1.1.1.1表 「常相気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>現象及び条件</th> <th>手続</th> <th>重大事象発生時</th> <th>対応措置</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 炉心過熱の発生</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> </tr> <tr> <td>2. 炉心過熱の発生</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> </tr> <tr> <td>3. 炉心過熱の発生</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> </tr> </tbody> </table>	現象及び条件	手続	重大事象発生時	対応措置	1. 炉心過熱の発生	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	2. 炉心過熱の発生	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	3. 炉心過熱の発生	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	<p>第3.1.1.1.1表 「常相気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>現象及び条件</th> <th>手続</th> <th>重大事象発生時</th> <th>対応措置</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 炉心過熱の発生</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> </tr> <tr> <td>2. 炉心過熱の発生</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> </tr> <tr> <td>3. 炉心過熱の発生</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> </tr> </tbody> </table>	現象及び条件	手続	重大事象発生時	対応措置	1. 炉心過熱の発生	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	2. 炉心過熱の発生	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	3. 炉心過熱の発生	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	<p>第3.1.1.1.1表 「常相気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>現象及び条件</th> <th>手続</th> <th>重大事象発生時</th> <th>対応措置</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 炉心過熱の発生</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> </tr> <tr> <td>2. 炉心過熱の発生</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> </tr> <tr> <td>3. 炉心過熱の発生</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> <td>炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。</td> </tr> </tbody> </table>	現象及び条件	手続	重大事象発生時	対応措置	1. 炉心過熱の発生	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	2. 炉心過熱の発生	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	3. 炉心過熱の発生	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 名称等の相違 ・設備仕様等の差異により「手続」「重大事故等対応設備」の記載、名称が異なる</p>
現象及び条件	手続	重大事象発生時	対応措置																																																																	
1. 炉心過熱の発生	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。																																																																	
2. 炉心過熱の発生	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。																																																																	
3. 炉心過熱の発生	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。																																																																	
現象及び条件	手続	重大事象発生時	対応措置																																																																	
1. 炉心過熱の発生	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。																																																																	
2. 炉心過熱の発生	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。																																																																	
3. 炉心過熱の発生	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。																																																																	
現象及び条件	手続	重大事象発生時	対応措置																																																																	
1. 炉心過熱の発生	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。																																																																	
2. 炉心過熱の発生	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。																																																																	
3. 炉心過熱の発生	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。																																																																	
現象及び条件	手続	重大事象発生時	対応措置																																																																	
1. 炉心過熱の発生	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。																																																																	
2. 炉心過熱の発生	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。																																																																	
3. 炉心過熱の発生	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。	炉心出口温度150℃以上且炉心出口温度上昇率10℃/分を超え、炉心出口温度が150℃以上となる。																																																																	

7.2.1.1 格納容器過圧破損

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 3.1.1.1.1 表 「常開気圧力・温度による動的負荷（格納容器過圧破損）」における重大事故等対策について（4/5）

対策及び理由	主眼	重大事故等対策	計測設備
1. 主気源側減圧装置	<p>炉心冷却系減圧装置は、格納容器の過圧防止に重要な役割を果たす。格納容器の過圧防止には、炉心冷却系減圧装置の動作が不可欠である。格納容器の過圧防止には、炉心冷却系減圧装置の動作が不可欠である。格納容器の過圧防止には、炉心冷却系減圧装置の動作が不可欠である。</p>	<p>【可動型減圧装置】 1. 炉心冷却系減圧装置 2. 炉心冷却系減圧装置</p>	<p>1. 炉心冷却系減圧装置 2. 炉心冷却系減圧装置</p>
2. 炉心冷却系減圧装置	<p>炉心冷却系減圧装置は、格納容器の過圧防止に重要な役割を果たす。格納容器の過圧防止には、炉心冷却系減圧装置の動作が不可欠である。格納容器の過圧防止には、炉心冷却系減圧装置の動作が不可欠である。格納容器の過圧防止には、炉心冷却系減圧装置の動作が不可欠である。</p>	<p>【可動型減圧装置】 1. 炉心冷却系減圧装置 2. 炉心冷却系減圧装置</p>	<p>1. 炉心冷却系減圧装置 2. 炉心冷却系減圧装置</p>

第 3.1.1.1.1 表 「常開気圧力・温度による動的負荷（格納容器過圧破損）」における重大事故等対策について（4/5）

対策及び理由	手帳	重大事故等対策	計測設備
1. 主気源側減圧装置	<p>炉心冷却系減圧装置は、格納容器の過圧防止に重要な役割を果たす。格納容器の過圧防止には、炉心冷却系減圧装置の動作が不可欠である。格納容器の過圧防止には、炉心冷却系減圧装置の動作が不可欠である。格納容器の過圧防止には、炉心冷却系減圧装置の動作が不可欠である。</p>	<p>【可動型減圧装置】 1. 炉心冷却系減圧装置 2. 炉心冷却系減圧装置</p>	<p>1. 炉心冷却系減圧装置 2. 炉心冷却系減圧装置</p>
2. 炉心冷却系減圧装置	<p>炉心冷却系減圧装置は、格納容器の過圧防止に重要な役割を果たす。格納容器の過圧防止には、炉心冷却系減圧装置の動作が不可欠である。格納容器の過圧防止には、炉心冷却系減圧装置の動作が不可欠である。格納容器の過圧防止には、炉心冷却系減圧装置の動作が不可欠である。</p>	<p>【可動型減圧装置】 1. 炉心冷却系減圧装置 2. 炉心冷却系減圧装置</p>	<p>1. 炉心冷却系減圧装置 2. 炉心冷却系減圧装置</p>

第 3.1.1.1.1 表 「常開気圧力・温度による動的負荷（格納容器過圧破損）」における重大事故等対策について（4/5）

対策及び理由	手帳	重大事故等対策	計測設備
1. 主気源側減圧装置	<p>炉心冷却系減圧装置は、格納容器の過圧防止に重要な役割を果たす。格納容器の過圧防止には、炉心冷却系減圧装置の動作が不可欠である。格納容器の過圧防止には、炉心冷却系減圧装置の動作が不可欠である。格納容器の過圧防止には、炉心冷却系減圧装置の動作が不可欠である。</p>	<p>【可動型減圧装置】 1. 炉心冷却系減圧装置 2. 炉心冷却系減圧装置</p>	<p>1. 炉心冷却系減圧装置 2. 炉心冷却系減圧装置</p>
2. 炉心冷却系減圧装置	<p>炉心冷却系減圧装置は、格納容器の過圧防止に重要な役割を果たす。格納容器の過圧防止には、炉心冷却系減圧装置の動作が不可欠である。格納容器の過圧防止には、炉心冷却系減圧装置の動作が不可欠である。格納容器の過圧防止には、炉心冷却系減圧装置の動作が不可欠である。</p>	<p>【可動型減圧装置】 1. 炉心冷却系減圧装置 2. 炉心冷却系減圧装置</p>	<p>1. 炉心冷却系減圧装置 2. 炉心冷却系減圧装置</p>

第 7.2.1.1.1 表 「常開気圧力・温度による動的負荷（格納容器過圧破損）」の重大事故等対策について（4/5）

対策及び理由	手帳	重大事故等対策	計測設備
1. 主気源側減圧装置	<p>炉心冷却系減圧装置は、格納容器の過圧防止に重要な役割を果たす。格納容器の過圧防止には、炉心冷却系減圧装置の動作が不可欠である。格納容器の過圧防止には、炉心冷却系減圧装置の動作が不可欠である。格納容器の過圧防止には、炉心冷却系減圧装置の動作が不可欠である。</p>	<p>【可動型減圧装置】 1. 炉心冷却系減圧装置 2. 炉心冷却系減圧装置</p>	<p>1. 炉心冷却系減圧装置 2. 炉心冷却系減圧装置</p>
2. 炉心冷却系減圧装置	<p>炉心冷却系減圧装置は、格納容器の過圧防止に重要な役割を果たす。格納容器の過圧防止には、炉心冷却系減圧装置の動作が不可欠である。格納容器の過圧防止には、炉心冷却系減圧装置の動作が不可欠である。格納容器の過圧防止には、炉心冷却系減圧装置の動作が不可欠である。</p>	<p>【可動型減圧装置】 1. 炉心冷却系減圧装置 2. 炉心冷却系減圧装置</p>	<p>1. 炉心冷却系減圧装置 2. 炉心冷却系減圧装置</p>

相違理由

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

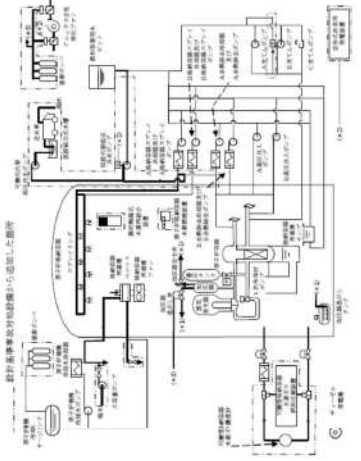
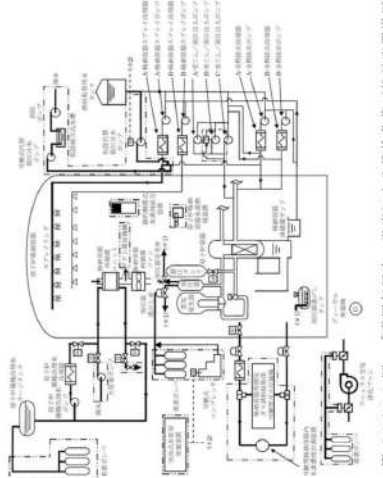
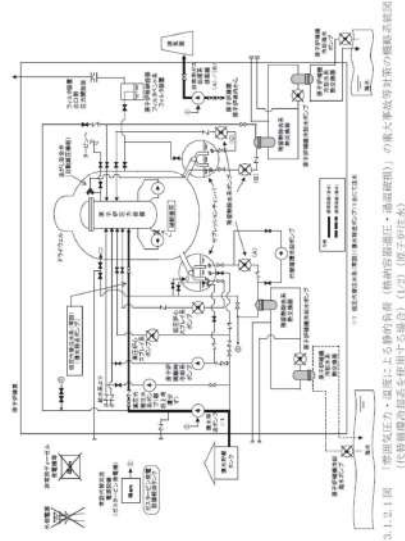
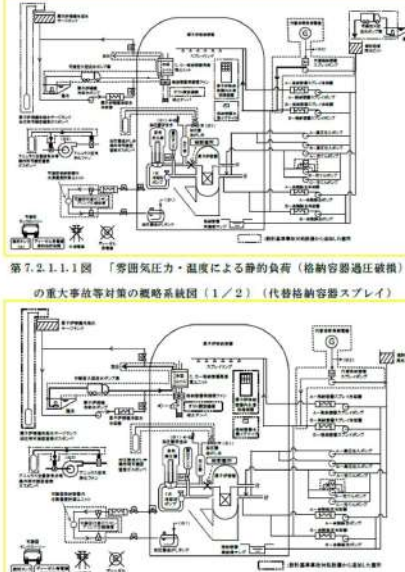
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																					
<p>第 3.1.1.2 表 「常期気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の主要解析条件 （大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）（2 / 3）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>起因事象</td> <td>大破断LOCA 破断位置：高圧側配管 破断位置：完全同層破断</td> <td>原子炉格納容器内へ早期に侵入する蒸気が炉外に放出されるため、事故進展が早く、炉心停断、原子炉停断遅延などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高圧側配管（口径約 0.74m (29 インチ)）の完全同層破断を設定。</td> </tr> <tr> <td>安全機能の喪失に対する仮定</td> <td>高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能喪失 ・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失</td> <td>原子炉格納容器内へ早期に侵入する蒸気が炉外に放出されるため、事故進展が早く、炉心停断、原子炉停断遅延などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高圧側配管（口径約 0.74m (29 インチ)）の完全同層破断を設定。 高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能の喪失を設定。 代替格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から外部電源喪失時における非常用所内交流電源の喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮。</td> </tr> <tr> <td>外部電源</td> <td>外部電源なし</td> <td>「安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定。</td> </tr> <tr> <td>水素の発生</td> <td>ジルコニウム-水反応を考慮</td> <td>水素の発生による原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を考慮する観点から、水素発生による水素発生量は少なく、影響が軽微であることを考慮していない。</td> </tr> </tbody> </table>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	起因事象	大破断LOCA 破断位置：高圧側配管 破断位置：完全同層破断	原子炉格納容器内へ早期に侵入する蒸気が炉外に放出されるため、事故進展が早く、炉心停断、原子炉停断遅延などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高圧側配管（口径約 0.74m (29 インチ)）の完全同層破断を設定。	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能喪失 ・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失	原子炉格納容器内へ早期に侵入する蒸気が炉外に放出されるため、事故進展が早く、炉心停断、原子炉停断遅延などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高圧側配管（口径約 0.74m (29 インチ)）の完全同層破断を設定。 高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能の喪失を設定。 代替格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から外部電源喪失時における非常用所内交流電源の喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮。	外部電源	外部電源なし	「安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定。	水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水素の発生による原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を考慮する観点から、水素発生による水素発生量は少なく、影響が軽微であることを考慮していない。	<p>第 3.1.1.2.1 表 「常期気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の主要解析条件 （大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）（2 / 3）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>起因事象</td> <td>大破断LOCA 破断位置：高圧側配管 破断位置：完全同層破断</td> <td>原子炉格納容器内へ早期に侵入する蒸気が炉外に放出されるため、事故進展が早く、炉心停断、原子炉停断遅延などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高圧側配管（口径約 0.74m (29 インチ)）の完全同層破断を設定。</td> </tr> <tr> <td>安全機能の喪失に対する仮定</td> <td>低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能喪失 ・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失</td> <td>原子炉格納容器内へ早期に侵入する蒸気が炉外に放出されるため、事故進展が早く、炉心停断、原子炉停断遅延などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高圧側配管（口径約 0.74m (29 インチ)）の完全同層破断を設定。 低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能の喪失を設定。 代替格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から外部電源喪失時における非常用所内交流電源の喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮。</td> </tr> <tr> <td>外部電源</td> <td>外部電源なし</td> <td>「安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定。</td> </tr> <tr> <td>水素の発生</td> <td>ジルコニウム-水反応を考慮</td> <td>水素の発生による原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を考慮する観点から、水素発生による水素発生量は少なく、影響が軽微であることを考慮していない。</td> </tr> </tbody> </table>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	起因事象	大破断LOCA 破断位置：高圧側配管 破断位置：完全同層破断	原子炉格納容器内へ早期に侵入する蒸気が炉外に放出されるため、事故進展が早く、炉心停断、原子炉停断遅延などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高圧側配管（口径約 0.74m (29 インチ)）の完全同層破断を設定。	安全機能の喪失に対する仮定	低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能喪失 ・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失	原子炉格納容器内へ早期に侵入する蒸気が炉外に放出されるため、事故進展が早く、炉心停断、原子炉停断遅延などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高圧側配管（口径約 0.74m (29 インチ)）の完全同層破断を設定。 低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能の喪失を設定。 代替格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から外部電源喪失時における非常用所内交流電源の喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮。	外部電源	外部電源なし	「安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定。	水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水素の発生による原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を考慮する観点から、水素発生による水素発生量は少なく、影響が軽微であることを考慮していない。	<p>第 3.1.2 表 主要解析条件（常期気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替補機冷却器を使用する場合））（2 / 2）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉システム信号</td> <td>トリップシグナル発生（高圧時間：1.65分）</td> <td>事故発生と同時にシステム中、トリップシグナル発生でシステムが停止することにより原子炉停止を確実に制御する観点から設定。</td> </tr> <tr> <td>高圧側配管</td> <td>原子炉配管（100φ×2） 管径：100φ</td> <td>原子炉内配管の寸法を標準とし、管径の倍長。</td> </tr> <tr> <td>低圧側配管</td> <td>原子炉配管（100φ×2） 管径：100φ</td> <td>原子炉内配管の寸法を標準とし、管径の倍長。</td> </tr> <tr> <td>格納容器冷却</td> <td>格納容器冷却：全流量100% 原子炉冷却：全流量100% 代替格納容器冷却：原子炉冷却：全流量100% 代替格納容器冷却：原子炉冷却：全流量100%</td> <td>代替格納容器冷却は原子炉冷却と同様に設定。 代替格納容器冷却は原子炉冷却と同様に設定。</td> </tr> <tr> <td>原子炉補機冷却器</td> <td>原子炉補機冷却器：全流量100% 代替格納容器冷却：原子炉冷却：全流量100%</td> <td>原子炉補機冷却器は原子炉冷却と同様に設定。</td> </tr> <tr> <td>事故発生時刻</td> <td>事故発生時刻：20分後</td> <td>事故発生時刻は20分後に発生し、事故発生から20分後に動作を開始し、動作時刻は30分として設定。</td> </tr> <tr> <td>原子炉補機冷却器</td> <td>原子炉補機冷却器：全流量100% 代替格納容器冷却：原子炉冷却：全流量100%</td> <td>原子炉補機冷却器は原子炉冷却と同様に設定。</td> </tr> </tbody> </table>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	原子炉システム信号	トリップシグナル発生（高圧時間：1.65分）	事故発生と同時にシステム中、トリップシグナル発生でシステムが停止することにより原子炉停止を確実に制御する観点から設定。	高圧側配管	原子炉配管（100φ×2） 管径：100φ	原子炉内配管の寸法を標準とし、管径の倍長。	低圧側配管	原子炉配管（100φ×2） 管径：100φ	原子炉内配管の寸法を標準とし、管径の倍長。	格納容器冷却	格納容器冷却：全流量100% 原子炉冷却：全流量100% 代替格納容器冷却：原子炉冷却：全流量100% 代替格納容器冷却：原子炉冷却：全流量100%	代替格納容器冷却は原子炉冷却と同様に設定。 代替格納容器冷却は原子炉冷却と同様に設定。	原子炉補機冷却器	原子炉補機冷却器：全流量100% 代替格納容器冷却：原子炉冷却：全流量100%	原子炉補機冷却器は原子炉冷却と同様に設定。	事故発生時刻	事故発生時刻：20分後	事故発生時刻は20分後に発生し、事故発生から20分後に動作を開始し、動作時刻は30分として設定。	原子炉補機冷却器	原子炉補機冷却器：全流量100% 代替格納容器冷却：原子炉冷却：全流量100%	原子炉補機冷却器は原子炉冷却と同様に設定。	<p>第 7.2.1.1.2 表 「常期気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の主要解析条件 （大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）（2 / 3）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>起因事象</td> <td>大破断LOCA 破断位置：高圧側配管 破断位置：完全同層破断</td> <td>原子炉格納容器内へ早期に侵入する蒸気が炉外に放出されるため、事故進展が早く、炉心停断、原子炉停断遅延などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高圧側配管（口径約 0.74m (29 インチ)）の完全同層破断を設定。</td> </tr> <tr> <td>安全機能の喪失に対する仮定</td> <td>低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能喪失 ・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失</td> <td>代替格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から外部電源喪失時における非常用所内交流電源の喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮。</td> </tr> <tr> <td>外部電源</td> <td>外部電源なし</td> <td>「安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定。</td> </tr> <tr> <td>水素の発生</td> <td>ジルコニウム-水反応を考慮</td> <td>水素の発生による原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を考慮する観点から、水素発生による水素発生量は少なく、影響が軽微であることを考慮していない。</td> </tr> </tbody> </table>	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	起因事象	大破断LOCA 破断位置：高圧側配管 破断位置：完全同層破断	原子炉格納容器内へ早期に侵入する蒸気が炉外に放出されるため、事故進展が早く、炉心停断、原子炉停断遅延などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高圧側配管（口径約 0.74m (29 インチ)）の完全同層破断を設定。	安全機能の喪失に対する仮定	低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能喪失 ・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失	代替格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から外部電源喪失時における非常用所内交流電源の喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮。	外部電源	外部電源なし	「安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定。	水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水素の発生による原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を考慮する観点から、水素発生による水素発生量は少なく、影響が軽微であることを考慮していない。	<p>【大飯、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 【大飯、高浜】 名称等の相違</p>
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																																																							
起因事象	大破断LOCA 破断位置：高圧側配管 破断位置：完全同層破断	原子炉格納容器内へ早期に侵入する蒸気が炉外に放出されるため、事故進展が早く、炉心停断、原子炉停断遅延などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高圧側配管（口径約 0.74m (29 インチ)）の完全同層破断を設定。																																																																							
安全機能の喪失に対する仮定	高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能喪失 ・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失	原子炉格納容器内へ早期に侵入する蒸気が炉外に放出されるため、事故進展が早く、炉心停断、原子炉停断遅延などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高圧側配管（口径約 0.74m (29 インチ)）の完全同層破断を設定。 高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能の喪失を設定。 代替格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から外部電源喪失時における非常用所内交流電源の喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮。																																																																							
外部電源	外部電源なし	「安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定。																																																																							
水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水素の発生による原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を考慮する観点から、水素発生による水素発生量は少なく、影響が軽微であることを考慮していない。																																																																							
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																																																							
起因事象	大破断LOCA 破断位置：高圧側配管 破断位置：完全同層破断	原子炉格納容器内へ早期に侵入する蒸気が炉外に放出されるため、事故進展が早く、炉心停断、原子炉停断遅延などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高圧側配管（口径約 0.74m (29 インチ)）の完全同層破断を設定。																																																																							
安全機能の喪失に対する仮定	低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能喪失 ・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失	原子炉格納容器内へ早期に侵入する蒸気が炉外に放出されるため、事故進展が早く、炉心停断、原子炉停断遅延などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高圧側配管（口径約 0.74m (29 インチ)）の完全同層破断を設定。 低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能の喪失を設定。 代替格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から外部電源喪失時における非常用所内交流電源の喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮。																																																																							
外部電源	外部電源なし	「安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定。																																																																							
水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水素の発生による原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を考慮する観点から、水素発生による水素発生量は少なく、影響が軽微であることを考慮していない。																																																																							
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																																																							
原子炉システム信号	トリップシグナル発生（高圧時間：1.65分）	事故発生と同時にシステム中、トリップシグナル発生でシステムが停止することにより原子炉停止を確実に制御する観点から設定。																																																																							
高圧側配管	原子炉配管（100φ×2） 管径：100φ	原子炉内配管の寸法を標準とし、管径の倍長。																																																																							
低圧側配管	原子炉配管（100φ×2） 管径：100φ	原子炉内配管の寸法を標準とし、管径の倍長。																																																																							
格納容器冷却	格納容器冷却：全流量100% 原子炉冷却：全流量100% 代替格納容器冷却：原子炉冷却：全流量100% 代替格納容器冷却：原子炉冷却：全流量100%	代替格納容器冷却は原子炉冷却と同様に設定。 代替格納容器冷却は原子炉冷却と同様に設定。																																																																							
原子炉補機冷却器	原子炉補機冷却器：全流量100% 代替格納容器冷却：原子炉冷却：全流量100%	原子炉補機冷却器は原子炉冷却と同様に設定。																																																																							
事故発生時刻	事故発生時刻：20分後	事故発生時刻は20分後に発生し、事故発生から20分後に動作を開始し、動作時刻は30分として設定。																																																																							
原子炉補機冷却器	原子炉補機冷却器：全流量100% 代替格納容器冷却：原子炉冷却：全流量100%	原子炉補機冷却器は原子炉冷却と同様に設定。																																																																							
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																																																							
起因事象	大破断LOCA 破断位置：高圧側配管 破断位置：完全同層破断	原子炉格納容器内へ早期に侵入する蒸気が炉外に放出されるため、事故進展が早く、炉心停断、原子炉停断遅延などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高圧側配管（口径約 0.74m (29 インチ)）の完全同層破断を設定。																																																																							
安全機能の喪失に対する仮定	低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能喪失 ・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失	代替格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から外部電源喪失時における非常用所内交流電源の喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮。																																																																							
外部電源	外部電源なし	「安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定。																																																																							
水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水素の発生による原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を考慮する観点から、水素発生による水素発生量は少なく、影響が軽微であることを考慮していない。																																																																							

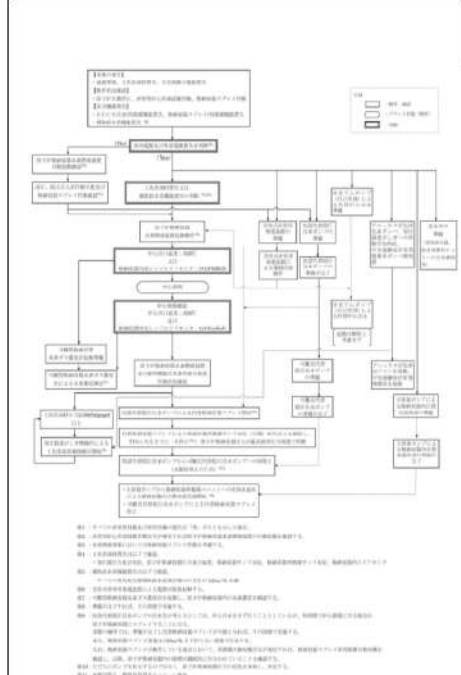
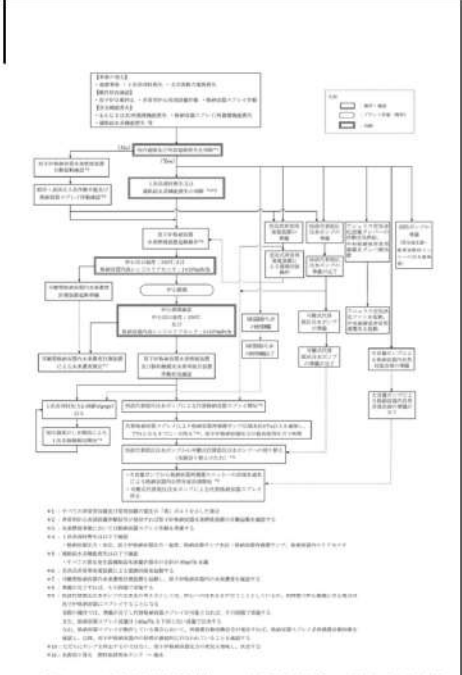
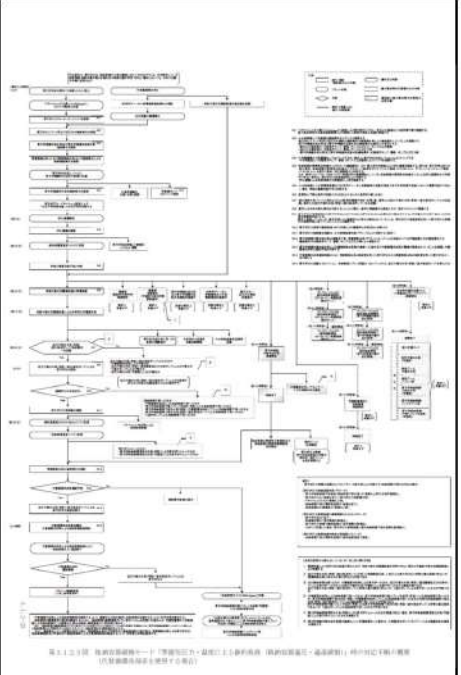
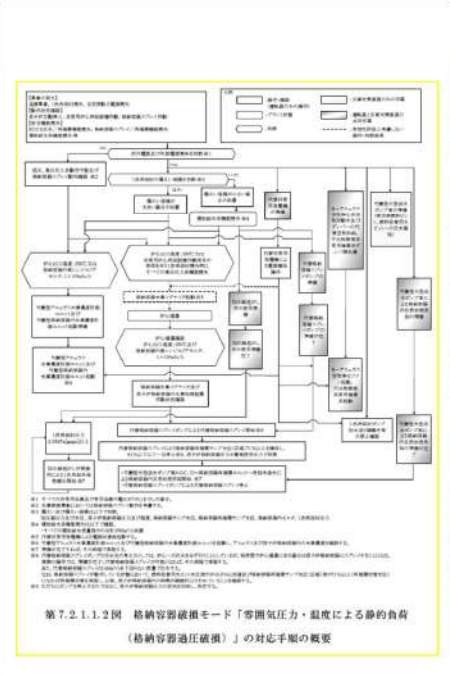
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>設計基準事故対応規程から抽出した図例</p> <p>第 3.1.1.1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の重大事故等対策の概略系統図</p>	 <p>設計基準事故対応規程から抽出した図例</p> <p>第 3.1.2.1.1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の重大事故等対策の概略系統図</p>	 <p>第 3.1.2.1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過熱破損）」の重大事故等対策の概略系統図 (代替格納容器を使用する場合) (1/2) (原子炉圧力)</p> <p>第 3.1.2.2 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過熱破損）」の重大事故等対策の概略系統図 (代替格納容器を使用する場合) (2/2) (原子炉圧力及び格納容器内部)</p>	 <p>第 7.2.1.1.1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (代替格納容器スプレイ)</p> <p>第 7.2.1.1.1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (格納容器内自然対流冷却)</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違</p> <p>【大飯、高浜】 名称等の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川 図例の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・対応手段に合わせた概略系統図とし、図のタイトルで識別 ・外部電源、ディーゼル発電機を追記

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）

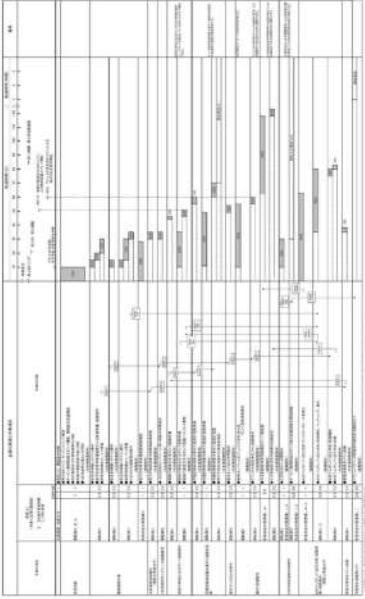
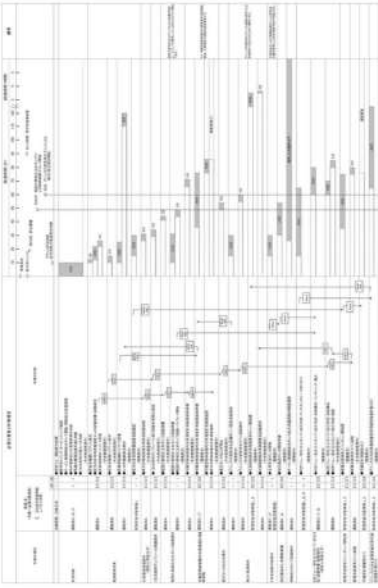
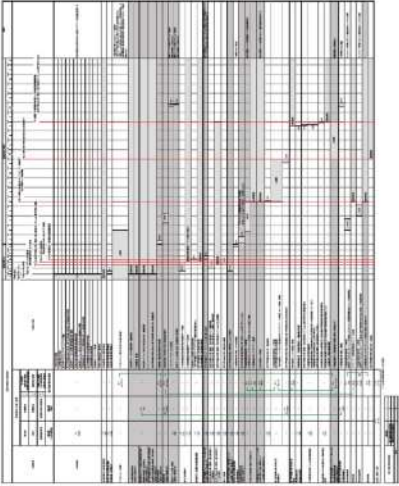
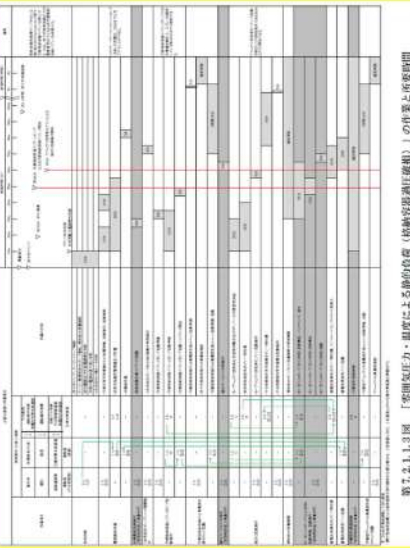
7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 3.1.1.1.2 図 格納容器破損モード「雰囲気気圧・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の対応手順の概要</p>	 <p>第 3.1.1.1.2 図 格納容器破損モード「雰囲気気圧・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の対応手順の概要</p>	 <p>第 3.1.1.1.2 図 格納容器破損モード「雰囲気気圧・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の対応手順の概要</p>	 <p>第 7.2.1.1.2 図 格納容器破損モード「雰囲気気圧・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の対応手順の概要</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川 実績の反映） ・凡例に記載のとおり 運転員及び災害対策要 員が行う作業を分けて 記載 ・有効性評価上考慮し ない操作・判断結果を 破線で記載 ・有効性評価の対象と はしていないが、ほか に取り得る手段を記載</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違</p> <p>【大飯、高浜】 名称等の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

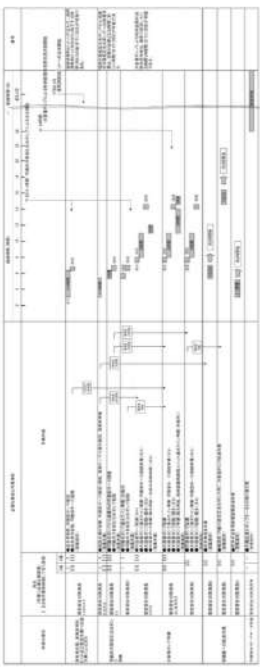
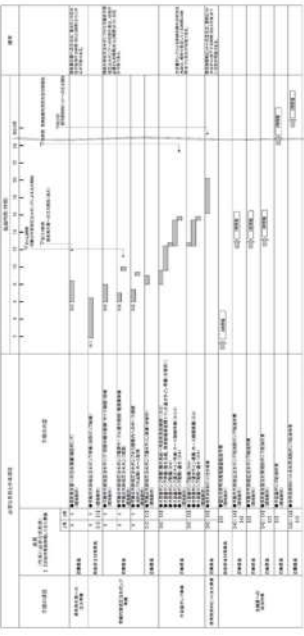
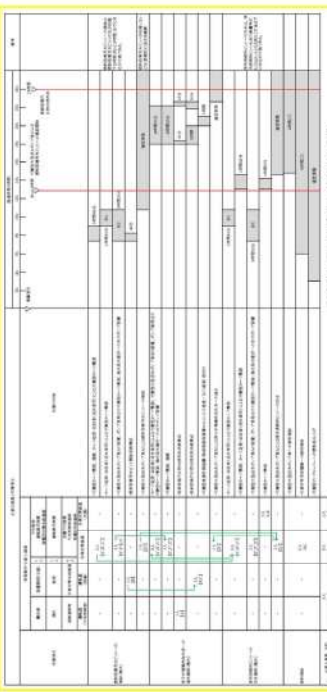
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 3.1.1.3 図 「停炉圧力・履歴による静的負荷（格納容器過圧破損）」の作業と所要時間 （大破断 LOCA 時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事象）（1/2）</p>	 <p>第 3.1.1.3 図 「停炉圧力・履歴による静的負荷（格納容器過圧破損）」の作業と所要時間 （大破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事象）（1/2）</p>	 <p>第 3.1.1.3 図 「停炉圧力・履歴による静的負荷（格納容器過圧破損）」の作業と所要時間 （大破断 LOCA 時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事象）</p>	 <p>第 3.1.1.3 図 「停炉圧力・履歴による静的負荷（格納容器過圧破損）」の作業と所要時間 （大破断 LOCA 時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事象）（1/2）</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川 実績の反映） ・運転員を中央制御室 と現場に分けて記載 ・有効性評価上考慮し ない作業を色分けして 記載</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違</p> <p>解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 名称等の相違</p>

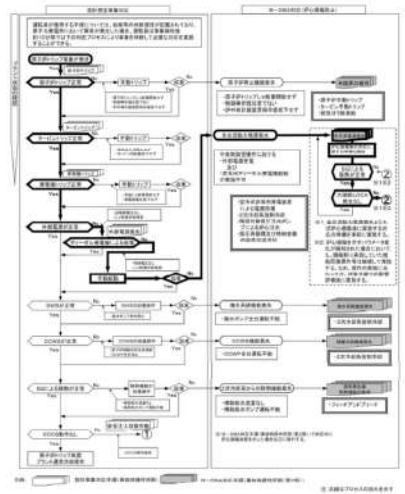
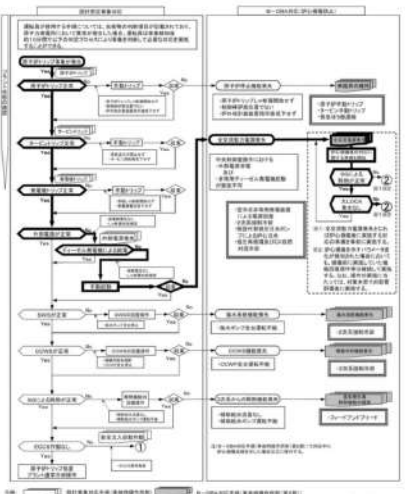

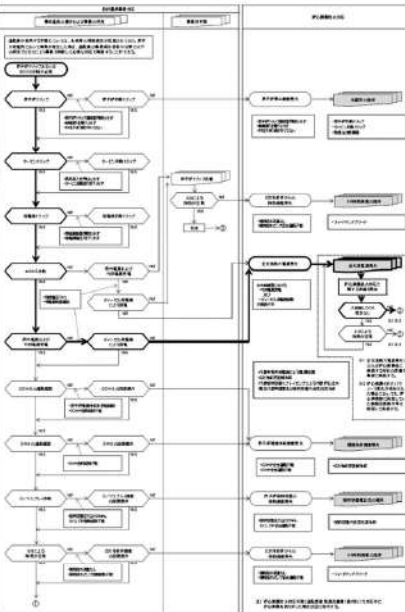
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 3.1.1.3 図 「容積圧力・温度による動的負荷（格納容器過圧破損）」の作業と所要時間 （大破断 LOCA 時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が果たす事故）（2/2）</p>	 <p>第 3.1.1.3 図 「容積圧力・温度による動的負荷（格納容器過圧破損）」の作業と所要時間 （大破断 LOCA 時に高圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が果たす事故）（2/2）</p>	<p>（空欄）</p>	 <p>第 3.1.1.3 図 「容積圧力・温度による動的負荷（格納容器過圧破損）」の作業と所要時間 （大破断 LOCA 時に高圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が果たす事故）（2/2）</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川 実績の反映） ・運転員を中央制御室 と現場に分けて記載 ・有効性評価上考慮し ない作業を色分けして 記載</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 解析結果の相違</p> <p>【大飯、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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第3.1.1.4図 「雰囲気気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の事象進展（判定プロセス） (大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故) (1/2)</p>	 <p>第3.1.1.21図 「雰囲気気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の事象進展（判定プロセス） (大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故) (1/2)</p>	 <p>第7.2.1.1.4図 「雰囲気気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の事象進展（判定プロセス） (大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故) (1/2)</p>	 <p>第7.2.1.1.4図 「雰囲気気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の事象進展（判定プロセス） (大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故) (1/2)</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・使用する手順の構成の相違により示し方が異なる部分はあるが、事象判別プロセスとしての内容も同等</p>

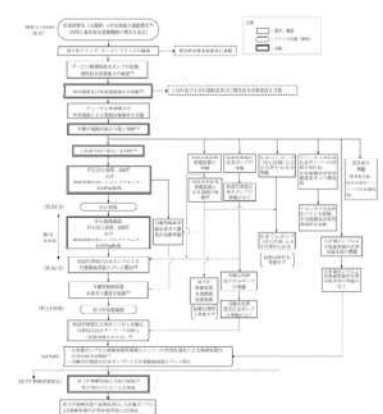
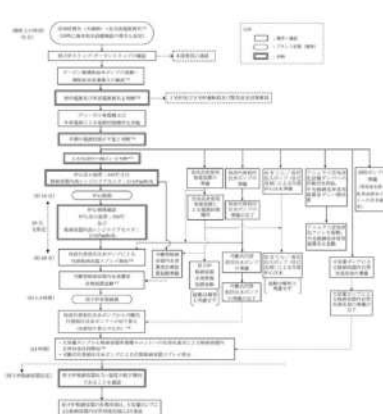

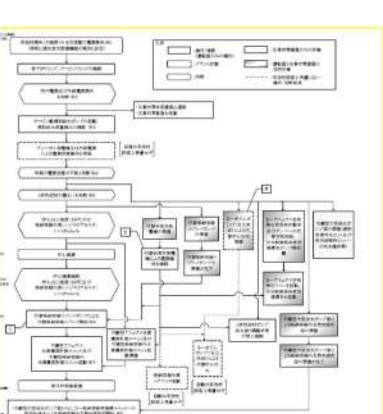
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 3.1.1.4 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の事象進展（判定プロセス） （大破断 LOCA 時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）（2 / 2）</p>	<p>第 3.1.1.4 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の事象進展（判定プロセス） （大破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）（2 / 2）</p>	<p>第 7.2.1.1.4 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の事象進展（判定プロセス） （大破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）（2 / 2）</p>	<p>第 7.2.1.1.4 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の事象進展（判定プロセス） （大破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）（2 / 2）</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・使用する手順の構成の相違により示し方が異なる部分はあるが、事象判別プロセスとしての内容が同等</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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第3.1.1.5図 「常圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の事象進展（対応手順の概要） （大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）</p>	 <p>第3.1.1.2図 「常圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の事象進展（対応手順の概要） （大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）</p>		 <p>第7.2.1.1.5図 「常圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の事象進展（対応手順の概要） （大破断LOCA時に高圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川高浜の反映） ・凡例に記載のとおり運転員及び災害対策要員が行う作業を分けて記載 ・有効性評価上考慮しない操作・判断結果を破線で記載 ・有効性評価の対象とはしていないが、ほかに取り得る手段を記載</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 名称等の相違</p>

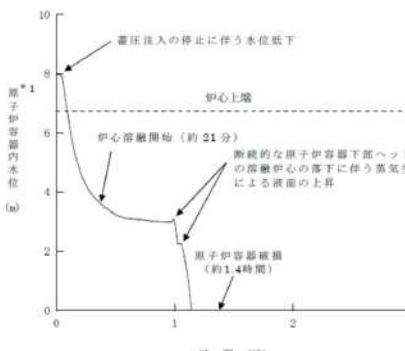
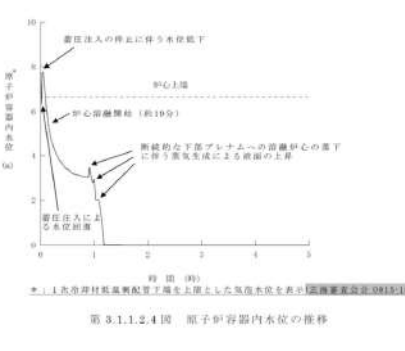
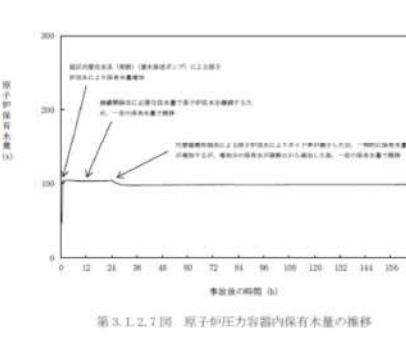
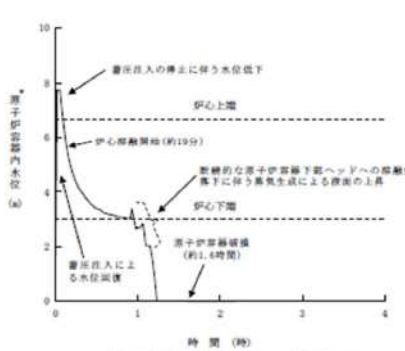
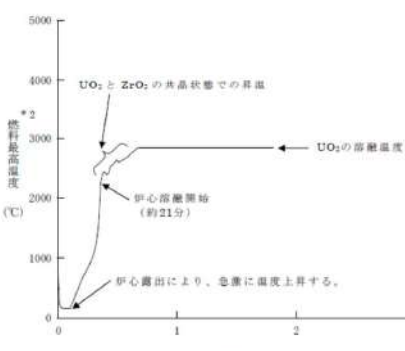
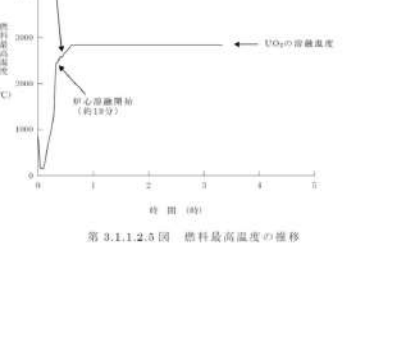
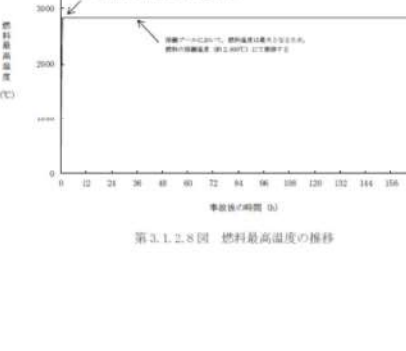
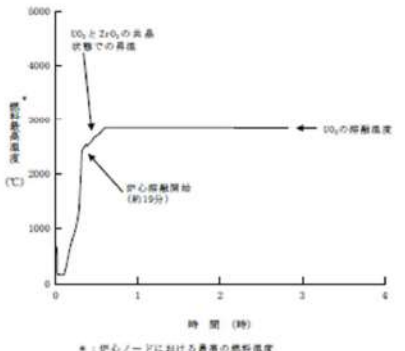
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>初期値：約15.6MPa[gage]</p> <p>原子炉容器破損（約1.4時間） 1次冷却材圧力：約0.21MPa[gage]</p> <p>2.0MPa[gage]</p> <p>時間 (時)</p> <p>第 3.1.1.1.6 図 1次冷却材圧力の推移</p>	<p>初期値：約15.6MPa[gage]</p> <p>原子炉容器破損（約1.5時間） 1次冷却材圧力：約0.17MPa[gage]</p> <p>2.0MPa[gage]</p> <p>時間 (時)</p> <p>第 3.1.1.1.2.3 図 1次冷却材圧力の推移</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 3.1.1.2.5 図 原子炉水化(シェラック)内外水位の推移</p> <p>第 3.1.1.2.6 図 注水流量の推移</p>	<p>初期値：約15.6MPa[gage]</p> <p>原子炉容器破損（約1.6時間） 1次冷却材圧力：約0.17MPa[gage]</p> <p>2.0MPa[gage]</p> <p>時間 (時)</p> <p>第 7.2.1.1.6 図 1次冷却材圧力の推移</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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 3.1.1.2.4 図 原子炉容器内水位の推移</p> <p>*1: 1次冷却材低濃度配管下層を上層とした気泡水位を表示</p>	 <p>第 3.1.1.2.4 図 原子炉容器内水位の推移</p> <p>*1: 1次冷却材低濃度配管下層を上層とした気泡水位を表示</p>	 <p>第 3.1.2.7 図 原子炉圧力容器内保水量の推移</p> <p>*1: 1次冷却材低濃度配管下層を上層とした気泡水位を表示</p>	 <p>第 7.2.1.1.7 図 原子炉容器内水位の推移</p> <p>*1: 1次冷却材低濃度配管下層を上層とした気泡水位を表示</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
 <p>第 3.1.1.2.5 図 燃料最高温度の推移</p> <p>*2: 炉心ノードにおける最高の燃料温度</p>	 <p>第 3.1.1.2.5 図 燃料最高温度の推移</p> <p>*2: 炉心ノードにおける最高の燃料温度</p>	 <p>第 3.1.2.8 図 燃料最高温度の推移</p> <p>*2: 炉心ノードにおける最高の燃料温度</p>	 <p>第 7.2.1.1.8 図 燃料最高温度の推移</p> <p>*2: 炉心ノードにおける最高の燃料温度</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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 3.1.1.9 図 原子炉格納容器圧力の推移</p>	<p>第 3.1.1.2.6 図 原子炉格納容器圧力の推移</p>	<p>第 3.1.2.9 図 格納容器圧力の推移</p>	<p>第 7.2.1.1.9 図 原子炉格納容器圧力の推移</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 3.1.1.10 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移</p>	<p>第 3.1.1.2.7 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移</p>	<p>第 3.1.2.10 図 格納容器温度の推移</p>	<p>第 7.2.1.1.10 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

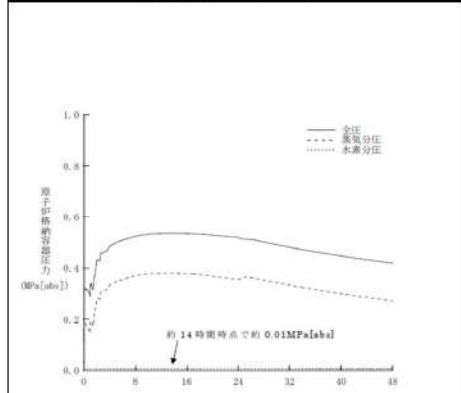
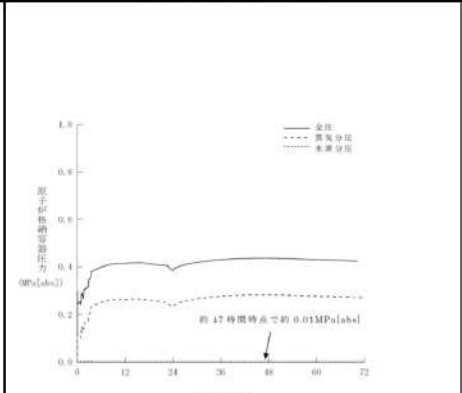
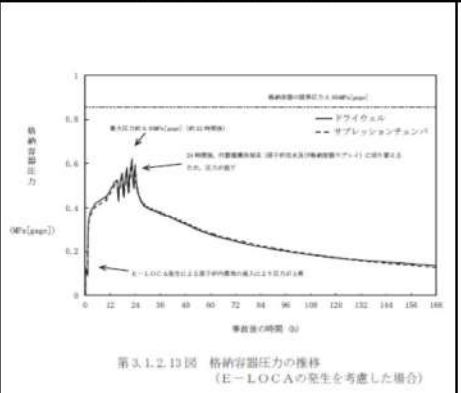
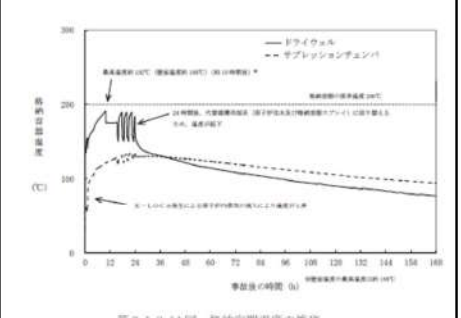
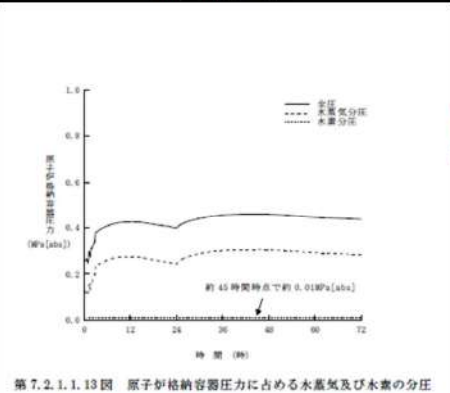
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.1.1 格納容器過圧破壊

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第3.1.1.11図 原子炉格納容器圧力の推移（～4時間）</p>	<p>第3.1.1.2.8図 原子炉格納容器圧力の推移（～4時間）</p>	<p>第3.1.2.11図 サプレッションプール水位の推移</p>	<p>第7.2.1.1.11図 原子炉格納容器圧力の推移（～4時間）</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第3.1.1.12図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移（～4時間）</p>	<p>第3.1.1.2.0図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移（～4時間）</p>	<p>第3.1.2.12図 サプレッションプール水温の推移</p>	<p>第7.2.1.1.12図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移（～4時間）</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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 3.1.1.13 図 原子炉格納容器圧力に占める水蒸気及び水素の分圧（絶対圧）の推移</p>	 <p>第 3.1.1.2.10 図 原子炉格納容器圧力に占める水蒸気及び水素の分圧（絶対圧）の推移</p>	 <p>第 3.1.2.13 図 格納容器圧力の推移（E-LOCA の発生を考慮した場合）</p>  <p>第 3.1.2.14 図 格納容器温度の推移（E-LOCA の発生を考慮した場合）</p>	 <p>第 7.2.1.1.13 図 原子炉格納容器圧力に占める水蒸気及び水素の分圧（絶対圧）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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 3.1.1.14 図 Cs-137 積算放出放射能の推移</p>	<p>第 3.1.1.21 図 Cs-137 積算放出放射能の推移</p>		<p>第 7.2.1.14 図 Cs-137 積算放出放射能の推移</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・泊では DF10 を見込むことから大飯・高浜に比べ Cs-137 放出量評価の値が 1 桁低い</p>
<p>単位：Bq (GROSS値)</p> <p>第 3.1.1.15 図 Cs-137 の大気放出過程</p>	<p>単位：Bq (GROSS値)</p> <p>第 3.1.1.22 図 Cs-137 の大気放出過程</p>		<p>単位：Bq (GROSS値)</p> <p>第 7.2.1.15 図 Cs-137 の大気放出過程</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・泊では DF10 を見込むことから大飯・高浜に比べ Cs-137 放出量評価の値が 1 桁低い</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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 3.1.1.16 図 原子炉格納容器圧力の推移 (溶融炉心・コンクリート相互作用による影響確認)</p>	<p>第 3.1.1.3.1 図 原子炉格納容器圧力の推移 (溶融炉心・コンクリート相互作用による影響確認)</p>		<p>第 7.2.1.1.16 図 原子炉格納容器圧力の推移 (溶融炉心・コンクリート相互作用による影響確認)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 3.1.1.17 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (溶融炉心・コンクリート相互作用による影響確認)</p>	<p>第 3.1.1.3.2 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (溶融炉心・コンクリート相互作用による影響確認)</p>		<p>第 7.2.1.1.17 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (溶融炉心・コンクリート相互作用による影響確認)</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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 3.1.1.18 図 原子炉格納容器内水位の推移 (高温側配管全ループ破断時の影響確認)</p> <p>第 3.1.1.19 図 原子炉格納容器圧力の推移 (高温側配管全ループ破断時の影響確認)</p>	<p>第 3.1.1.3.3 図 原子炉格納容器内水位の推移 (高温側配管全ループ破断時の影響確認)</p> <p>第 3.1.1.3.4 図 原子炉格納容器圧力の推移 (高温側配管全ループ破断時の影響確認)</p>	<p>第 7.2.1.1.18 図 原子炉格納容器内水位の推移 (高温側配管全ループ破断時の影響確認)</p> <p>第 7.2.1.1.19 図 原子炉格納容器圧力の推移 (高温側配管全ループ破断時の影響確認)</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>	

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）

7.2.1.1 格納容器過圧破壊

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 3.1.1.20 図 原子炉格納容器内水位の推移 (低温側配管全ループ破断時の影響確認)</p>	<p>第 3.1.1.3.5 図 原子炉格納容器内水位の推移 (低温側配管全ループ破断時の影響確認)</p>		<p>第 7.2.1.1.20 図 原子炉格納容器内水位の推移 (低温側配管全ループ破断時の影響確認)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 3.1.1.21 図 原子炉格納容器圧力の推移 (低温側配管全ループ破断時の影響確認)</p>	<p>第 3.1.1.3.6 図 原子炉格納容器圧力の推移 (低温側配管全ループ破断時の影響確認)</p>		<p>第 7.2.1.1.21 図 原子炉格納容器圧力の推移 (低温側配管全ループ破断時の影響確認)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>

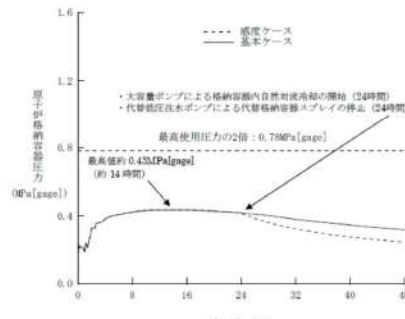
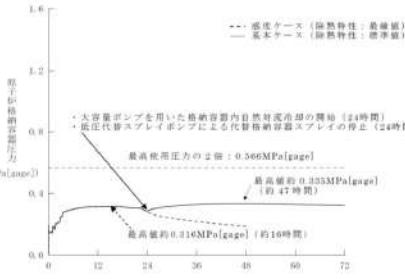
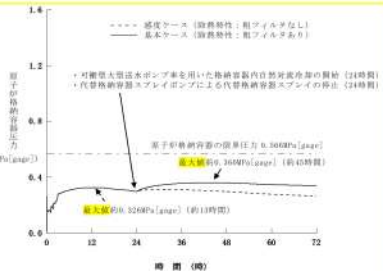
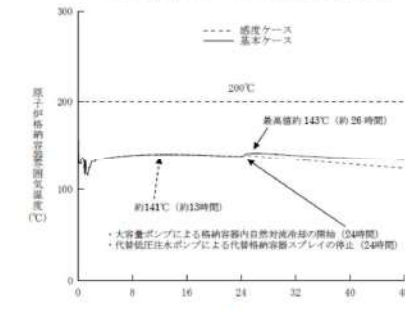
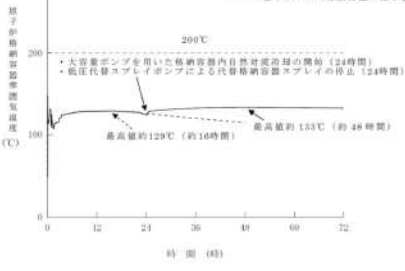
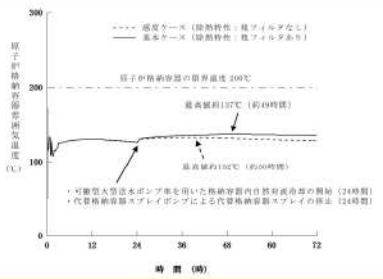
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 3.1.1.22 図 原子炉容器内水位の推移 (原子炉容器下端における破損時の影響確認)</p>	<p>第 3.1.1.3.7 図 原子炉容器内水位の推移 (原子炉容器下端における破損時の影響確認)</p>		<p>第 7.2.1.1.22 図 原子炉容器内水位の推移 (原子炉容器下端における破損時の影響確認)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 3.1.1.23 図 原子炉格納容器圧力の推移 (原子炉容器下端における破損時の影響確認)</p>	<p>第 3.1.1.3.8 図 原子炉格納容器圧力の推移 (原子炉容器下端における破損時の影響確認)</p>		<p>第 7.2.1.1.23 図 原子炉格納容器圧力の推移 (原子炉容器下端における破損時の影響確認)</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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 3.1.1.24 図 原子炉格納容器圧力の推移 (格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)</p>	 <p>第 3.1.1.3.9 図 原子炉格納容器圧力の推移 (格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)</p>		 <p>第 7.2.1.1.24 図 原子炉格納容器圧力の推移 (格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・格納容器再循環ユニットの除熱特性の差異</p>
 <p>第 3.1.1.25 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)</p>	 <p>第 3.1.1.3.10 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)</p>		 <p>第 7.2.1.1.25 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・格納容器再循環ユニットの除熱特性の差異</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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第3.1.1.26図 原子炉格納容器圧力の推移 (格納容器内自然対流冷却に対する水素濃度の影響確認)</p>	<p>第3.1.1.3.11図 原子炉格納容器圧力の推移 (格納容器内自然対流冷却に対する水素濃度の影響確認)</p>		<p>第7.2.1.1.26図 原子炉格納容器圧力の推移 (格納容器内自然対流冷却に対する水素濃度の影響確認)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第3.1.1.27図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (格納容器内自然対流冷却に対する水素濃度の影響確認)</p>	<p>第3.1.1.3.12図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (格納容器内自然対流冷却に対する水素濃度の影響確認)</p>		<p>第7.2.1.1.27図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (格納容器内自然対流冷却に対する水素濃度の影響確認)</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）

7.2.1.1 格納容器過圧破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 3.1.1.28 図 原子炉格納容器圧力の推移 (代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認)</p>	<p>第 3.1.1.3.13 図 原子炉格納容器圧力の推移 (代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認)</p>		<p>第 7.2.1.1.28 図 原子炉格納容器圧力の推移 (代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認)</p>	<p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 3.1.1.29 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認)</p>	<p>第 3.1.1.3.14 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認)</p>		<p>第 7.2.1.1.29 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認)</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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.1 炉心損傷の判断基準の設定根拠等について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																				
<p style="text-align: center;">添付資料3.1.1.1</p> <p style="text-align: center;">炉心融融の判断基準の設定根拠等について</p> <p>(1) 炉心融融の判断基準の設定根拠等について 炉心融融の判断基準「炉心出口温度350℃、及び格納容器内高レンジエアモニタ1×10⁵mSv/h」の設定根拠、検出器種類等は、以下のとおりである。</p> <table border="1" data-bbox="219 411 974 938"> <thead> <tr> <th></th> <th>炉心出口温度</th> <th>格納容器内高レンジエアモニタ</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>設定根拠</td> <td>加圧器安全弁の設定圧力から考慮される1次冷却系の最大飽和蒸気温度が約350℃であり、この温度を超える過熱状態の温度が計測された場合は、炉心が直接蒸気を過熱している可能性が高いと考えられることを踏まえて設定している。</td> <td>格納容器内高レンジエアモニタ1×10⁵ mSv/hについては、当社のアクシデントマネジメント整備時に実施したシビアアクシデント解析結果を踏まえて設定している。（添付1）</td> </tr> <tr> <td>検出器種類</td> <td>熱電対</td> <td>電離箱</td> </tr> <tr> <td>測定範囲</td> <td>40～650℃</td> <td>10³～10⁶mSv/h</td> </tr> <tr> <td>個数</td> <td>50個</td> <td>2個</td> </tr> <tr> <td>設置箇所</td> <td>原子炉圧力容器内上部炉心構造物（添付2）</td> <td>原子炉格納容器内 E.L.39m（添付3）</td> </tr> </tbody> </table> <p>(2) 炉心露出時と炉心融融時の格納容器内線量率の変化について 「大破断LOCA+ECCS注入失敗+格納容器スプレイ失敗」事象発生時は、炉心露出から炉心融融に至る約15分間で、原子炉格納容器内線量率は100倍程度急激に増加すると考えられ、運転員は適切に炉心融融を判断することができる。</p> <p>原子炉格納容器内線量率の増加率の根拠は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○原子炉格納容器内線量率は、主に原子炉格納容器内に放出された希ガスの放射能濃度に比例する。 ○炉心露出時は、設置許可添付書類十の事故時被ばく評価の知見から、燃料パーストにより燃料ギャップ中の希ガスとして、炉心内蓄積量の1%相当量が原子炉格納容器内に放出される。 ○炉心融融時点では炉心内蓄積量のほぼ全量が原子炉格納容器内に放出される。 		炉心出口温度	格納容器内高レンジエアモニタ	設定根拠	加圧器安全弁の設定圧力から考慮される1次冷却系の最大飽和蒸気温度が約350℃であり、この温度を超える過熱状態の温度が計測された場合は、炉心が直接蒸気を過熱している可能性が高いと考えられることを踏まえて設定している。	格納容器内高レンジエアモニタ1×10 ⁵ mSv/hについては、当社のアクシデントマネジメント整備時に実施したシビアアクシデント解析結果を踏まえて設定している。（添付1）	検出器種類	熱電対	電離箱	測定範囲	40～650℃	10 ³ ～10 ⁶ mSv/h	個数	50個	2個	設置箇所	原子炉圧力容器内上部炉心構造物（添付2）	原子炉格納容器内 E.L.39m（添付3）	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.1.1</p> <p style="text-align: center;">炉心損傷の判断基準の設定根拠等について</p> <p>(1) 炉心損傷の判断基準の設定根拠等について 炉心損傷の判断基準「炉心出口温度 350℃以上及び格納容器内高レンジエアモニタ 1×10⁵mSv/h 以上」の設定根拠、検出器種類等は、以下のとおりである。</p> <table border="1" data-bbox="1093 411 1926 949"> <thead> <tr> <th></th> <th>炉心出口温度</th> <th>格納容器内高レンジエアモニタ (高レンジ)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>設定根拠</td> <td>加圧器安全弁の設定圧力から考慮される1次冷却系の最大飽和蒸気温度は約350℃であり、この温度を超える過熱状態の温度が計測された場合は、炉心が直接蒸気を過熱している可能性が高いと考えられることを踏まえて設定している。</td> <td>格納容器内高レンジエアモニタ1×10⁵mSv/hについては、当社のアクシデントマネジメント整備時に実施したシビアアクシデント解析結果を踏まえて設定している。（添付1）</td> </tr> <tr> <td>検出器種類</td> <td>熱電対</td> <td>電離箱</td> </tr> <tr> <td>測定範囲</td> <td>40～1,300℃</td> <td>10³～10⁶mSv/h</td> </tr> <tr> <td>個数</td> <td>39個</td> <td>2個</td> </tr> <tr> <td>設置箇所</td> <td>原子炉容器内上部炉心構造物（添付2）</td> <td>原子炉格納容器内 T.P.40.2m（添付3）</td> </tr> </tbody> </table> <p>(2) 炉心露出時と炉心損傷時の原子炉格納容器内線量率の変化について 「大破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」事象発生時は、炉心露出（約6分）から炉心融融（約19分）に至る約13分間で、原子炉格納容器内線量率は100倍程度急激に増加すると考えられ、速やかに上記判断基準を超過することから、運転員は適切に炉心損傷を判断することができる。</p> <p>原子炉格納容器内線量率の増加率の根拠は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○原子炉格納容器内線量率は、主に原子炉格納容器内に放出された希ガスの放射能濃度に比例する。 ○炉心露出時は、設置許可添付書類十の設計基準事故時被ばく評価の知見から、燃料パーストにより燃料ギャップ中の希ガスとして、炉心内蓄積量の1%相当量が原子炉格納容器内に放出される。 ○炉心融融時点では炉心内蓄積量のほぼ全量が原子炉格納容器内に放出される。 		炉心出口温度	格納容器内高レンジエアモニタ (高レンジ)	設定根拠	加圧器安全弁の設定圧力から考慮される1次冷却系の最大飽和蒸気温度は約350℃であり、この温度を超える過熱状態の温度が計測された場合は、炉心が直接蒸気を過熱している可能性が高いと考えられることを踏まえて設定している。	格納容器内高レンジエアモニタ1×10 ⁵ mSv/hについては、当社のアクシデントマネジメント整備時に実施したシビアアクシデント解析結果を踏まえて設定している。（添付1）	検出器種類	熱電対	電離箱	測定範囲	40～1,300℃	10 ³ ～10 ⁶ mSv/h	個数	39個	2個	設置箇所	原子炉容器内上部炉心構造物（添付2）	原子炉格納容器内 T.P.40.2m（添付3）	<p>相違理由</p> <p>記載表現の相違 ・泊では炉心損傷が適切と判断</p> <p>解析結果の相違</p>
	炉心出口温度	格納容器内高レンジエアモニタ																																				
設定根拠	加圧器安全弁の設定圧力から考慮される1次冷却系の最大飽和蒸気温度が約350℃であり、この温度を超える過熱状態の温度が計測された場合は、炉心が直接蒸気を過熱している可能性が高いと考えられることを踏まえて設定している。	格納容器内高レンジエアモニタ1×10 ⁵ mSv/hについては、当社のアクシデントマネジメント整備時に実施したシビアアクシデント解析結果を踏まえて設定している。（添付1）																																				
検出器種類	熱電対	電離箱																																				
測定範囲	40～650℃	10 ³ ～10 ⁶ mSv/h																																				
個数	50個	2個																																				
設置箇所	原子炉圧力容器内上部炉心構造物（添付2）	原子炉格納容器内 E.L.39m（添付3）																																				
	炉心出口温度	格納容器内高レンジエアモニタ (高レンジ)																																				
設定根拠	加圧器安全弁の設定圧力から考慮される1次冷却系の最大飽和蒸気温度は約350℃であり、この温度を超える過熱状態の温度が計測された場合は、炉心が直接蒸気を過熱している可能性が高いと考えられることを踏まえて設定している。	格納容器内高レンジエアモニタ1×10 ⁵ mSv/hについては、当社のアクシデントマネジメント整備時に実施したシビアアクシデント解析結果を踏まえて設定している。（添付1）																																				
検出器種類	熱電対	電離箱																																				
測定範囲	40～1,300℃	10 ³ ～10 ⁶ mSv/h																																				
個数	39個	2個																																				
設置箇所	原子炉容器内上部炉心構造物（添付2）	原子炉格納容器内 T.P.40.2m（添付3）																																				

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破壊）（添付資料 7.2.1.1.1 炉心損傷の判断基準の設定根拠等について）

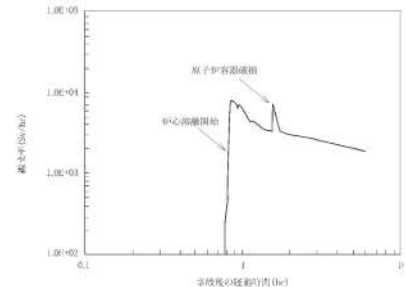
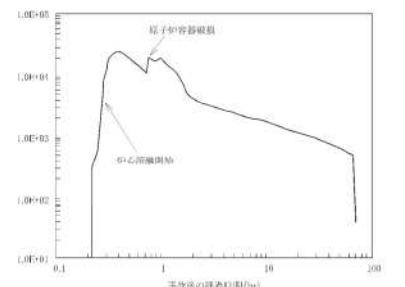
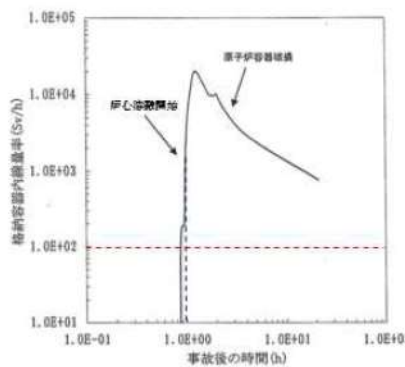
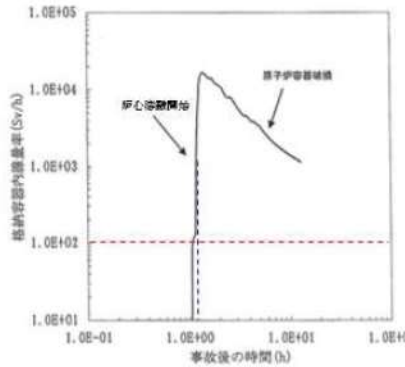
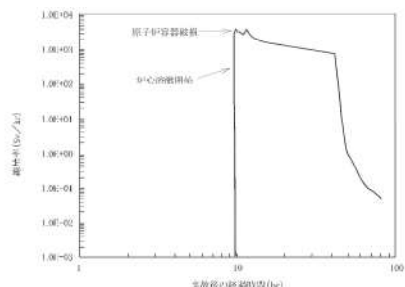
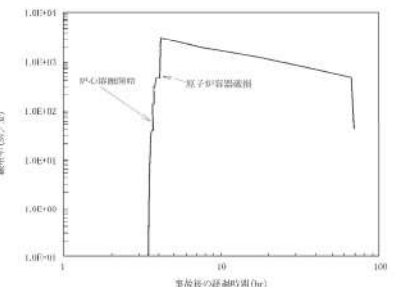
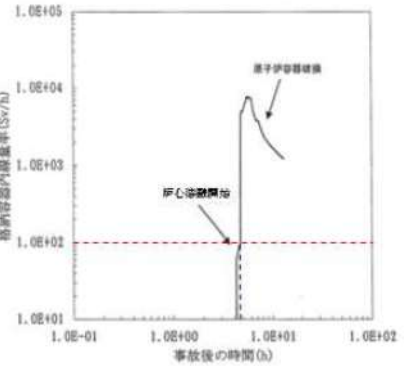
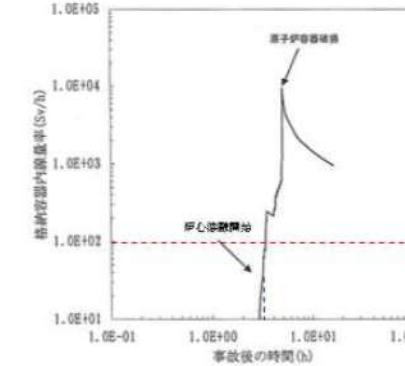
大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(3) 燃料露出に伴う直接線の格納容器高レンジエリアモニタへの影響について</p> <p>燃料露出に伴う直接線により、格納容器高レンジエリアモニタの検出値が上昇することで、炉心溶融よりも前に、炉心溶融の判断基準に到達することが考えられるが、以下のとおり、その影響はないことを確認している。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・事象発生直後に燃料有効部上端まで炉心水位が低下した場合、モニタの位置での線量率は約 $5.8 \times 10^{-3} \text{mSv/h}$ となり、炉心からの線量は炉心溶融の判断となる線量率 $1.0 \times 10^{-5} \text{mSv/h}$ に比べて十分に低い。なお、上記線量率は燃料有効部上端までの水位の低下のみの検討であるものの、燃料有効部上端以下では、水による減衰よりも燃料の自己遮蔽による減衰の方が支配的であるため、燃料有効部上端以下まで水位が低下したとしても、線量率が大きく上昇することはない。 ・これは、線源となる炉心の上方には、原子炉容器上蓋、上部炉内構造物である上部炉心支持板及び上部炉心板等があり、鉄50cm以上の遮蔽効果が見込めるため、7桁以上の線量率の減衰（鉄約7cmで1桁減衰）となる。加えて、炉心からモニタまでの距離も約18mと遠いため、結果として、$1.0 \times 10^{-5} \text{mSv/h}$ に比べて十分低くなる。 <p style="text-align: right;">以 上</p>	<p>(3) 燃料露出に伴う直接線の格納容器内高レンジエリアモニタへの影響について</p> <p>燃料露出に伴う直接線により、格納容器内高レンジエリアモニタの検出値が上昇することで、炉心損傷よりも前に、炉心損傷の判断基準に到達することが考えられるが、以下のとおり、その影響はないことを確認している。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・事象発生直後に燃料有効部上端まで炉心水位が低下した場合、モニタの位置での線量率は約 $8.4 \times 10^{-3} \text{mSv/h}$ となり、炉心からの線量は炉心損傷の判断となる線量率 $1 \times 10^{-5} \text{mSv/h}$ に比べて十分に低い。なお、上記線量率は燃料有効部上端までの水位の低下のみの検討であるものの、燃料有効部上端以下では、水による減衰よりも燃料の自己遮蔽による減衰の方が支配的であるため、燃料有効部上端以下まで水位が低下したとしても、線量率が大きく上昇することはない。 ・これは、線源となる炉心の上方には、原子炉容器上蓋、上部炉内構造物である上部炉心支持板及び上部炉心板等があり、鉄50cm以上の遮蔽効果が見込めるため、7桁以上の線量率の減衰（鉄約7cmで1桁減衰）となる。加えて、炉心からモニタまでの距離も約18mと遠いため、結果として、$1 \times 10^{-5} \text{mSv/h}$ に比べて十分低くなる。 <p style="text-align: right;">以 上</p>	<p style="text-align: center;">評価結果の相違</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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.1 炉心損傷の判断基準の設定根拠等について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																														
<p style="text-align: center;">添付 1</p> <p style="text-align: center;">炉心融融開始時の原子炉格納容器内線量率 （アクシデントマネジメント整備時に実施したシビアアクシデント解析結果）</p> <table border="1" data-bbox="237 304 960 699"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>線量率 (mSv/h)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>大LOCA+ECCS再循環失敗</td> <td>4.9×10⁶</td> </tr> <tr> <td>中LOCA+ECCS注入失敗+ 格納容器スプレイ失敗</td> <td>1.1×10⁷</td> </tr> <tr> <td>小LOCA+ECCS再循環失敗+ 格納容器スプレイ再循環失敗</td> <td>1.4×10⁶</td> </tr> <tr> <td>全交流電源喪失+補助給水失敗</td> <td>1.2×10⁵</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">【玄海3 / 4号炉の記載】</p> <p style="text-align: center;">添付 1</p> <p>炉心融融開始時の原子炉格納容器内線量率 （アクシデントマネジメント整備時に実施したシビアアクシデント解析結果）</p> <table border="1" data-bbox="320 874 882 1070"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>線量率 (mSv/h) *1</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>大破断LOCA+ECCS再循環失敗</td> <td>2.2×10⁶</td> </tr> <tr> <td>中破断LOCA+ECCS注入失敗+ 格納容器スプレイ失敗</td> <td>3.3×10⁶</td> </tr> <tr> <td>小破断LOCA+ECCS再循環失敗+ 格納容器スプレイ再循環失敗</td> <td>2.6×10⁵</td> </tr> <tr> <td>全交流動力電源喪失+補助給水失敗</td> <td>6.1×10⁴ *2</td> </tr> </tbody> </table> <p>*1：破断口のサイズや非常用炉心冷却系（ECCS）の有無等の相違によりCV内に放出される核分裂生成物（FP）の量が異なるため、CV内の線量率は異なってくる。例えば、ECCS注入失敗とECCS再循環失敗では、ECCSの注入ができない方が、早期に炉心融融に至るため、FPが減衰されずに原子炉格納容器内に出ていくため、線量率が高くなりやすい。一方、1次系の開口部が大きい場合、開口部が小さい事象に比べて水蒸気や放射性物質の流出量が大きく、炉心から放出された放射性物質は、原子炉格納容器へ放出されやすくなるため、線量率が高くなりやすい。</p> <p>また、ECCS注入失敗とECCS再循環失敗ではECCS注入失敗の方が炉心融融開始のタイミングが早く、FPの放射性崩壊による減衰が異なる。</p> <p>*2：炉心融融開始後、原子炉格納容器内の線量率が急激に増加することから炉心損傷の判断基準「格納容器内高レンジエリアモニタ 1×10⁴mSv/h」に到達する。</p>	事故シーケンス	線量率 (mSv/h)	大LOCA+ECCS再循環失敗	4.9×10 ⁶	中LOCA+ECCS注入失敗+ 格納容器スプレイ失敗	1.1×10 ⁷	小LOCA+ECCS再循環失敗+ 格納容器スプレイ再循環失敗	1.4×10 ⁶	全交流電源喪失+補助給水失敗	1.2×10 ⁵	事故シーケンス	線量率 (mSv/h) *1	大破断LOCA+ECCS再循環失敗	2.2×10 ⁶	中破断LOCA+ECCS注入失敗+ 格納容器スプレイ失敗	3.3×10 ⁶	小破断LOCA+ECCS再循環失敗+ 格納容器スプレイ再循環失敗	2.6×10 ⁵	全交流動力電源喪失+補助給水失敗	6.1×10 ⁴ *2	<p style="text-align: center;">添付 1</p> <p style="text-align: center;">炉心損傷開始時の原子炉格納容器内線量率 （アクシデントマネジメント整備時に実施したシビアアクシデント解析結果）</p> <table border="1" data-bbox="1115 320 1912 703"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>線量率 (mSv/h) *1</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>大LOCA+ECCS再循環失敗 +格納容器スプレイ再循環失敗</td> <td>1.4×10⁶</td> </tr> <tr> <td>小LOCA+ECCS注入失敗 +格納容器スプレイ注入失敗</td> <td>1.1×10⁶</td> </tr> <tr> <td>小LOCA+ECCS再循環失敗 +格納容器スプレイ再循環失敗</td> <td>9.4×10⁴ *2</td> </tr> <tr> <td>全交流電源喪失 +補助給水失敗</td> <td>3.8×10⁴ *2</td> </tr> </tbody> </table> <p>（各解析結果を図1～4に示す。）</p>	事故シーケンス	線量率 (mSv/h) *1	大LOCA+ECCS再循環失敗 +格納容器スプレイ再循環失敗	1.4×10 ⁶	小LOCA+ECCS注入失敗 +格納容器スプレイ注入失敗	1.1×10 ⁶	小LOCA+ECCS再循環失敗 +格納容器スプレイ再循環失敗	9.4×10 ⁴ *2	全交流電源喪失 +補助給水失敗	3.8×10 ⁴ *2	<p style="text-align: center;">記載方針の相違 （玄海と同様）</p>
事故シーケンス	線量率 (mSv/h)																															
大LOCA+ECCS再循環失敗	4.9×10 ⁶																															
中LOCA+ECCS注入失敗+ 格納容器スプレイ失敗	1.1×10 ⁷																															
小LOCA+ECCS再循環失敗+ 格納容器スプレイ再循環失敗	1.4×10 ⁶																															
全交流電源喪失+補助給水失敗	1.2×10 ⁵																															
事故シーケンス	線量率 (mSv/h) *1																															
大破断LOCA+ECCS再循環失敗	2.2×10 ⁶																															
中破断LOCA+ECCS注入失敗+ 格納容器スプレイ失敗	3.3×10 ⁶																															
小破断LOCA+ECCS再循環失敗+ 格納容器スプレイ再循環失敗	2.6×10 ⁵																															
全交流動力電源喪失+補助給水失敗	6.1×10 ⁴ *2																															
事故シーケンス	線量率 (mSv/h) *1																															
大LOCA+ECCS再循環失敗 +格納容器スプレイ再循環失敗	1.4×10 ⁶																															
小LOCA+ECCS注入失敗 +格納容器スプレイ注入失敗	1.1×10 ⁶																															
小LOCA+ECCS再循環失敗 +格納容器スプレイ再循環失敗	9.4×10 ⁴ *2																															
全交流電源喪失 +補助給水失敗	3.8×10 ⁴ *2																															

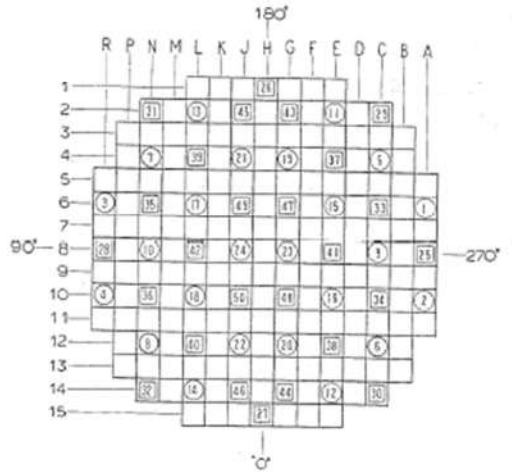
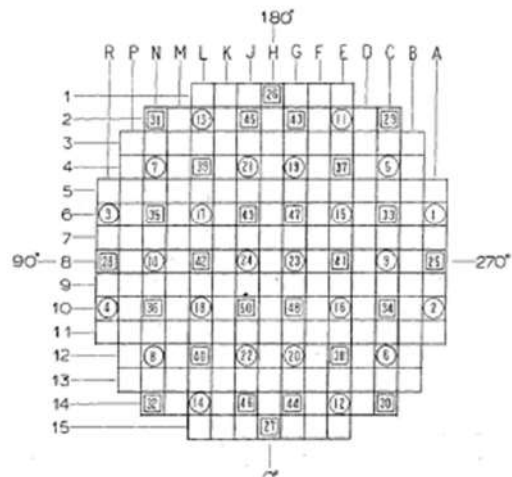
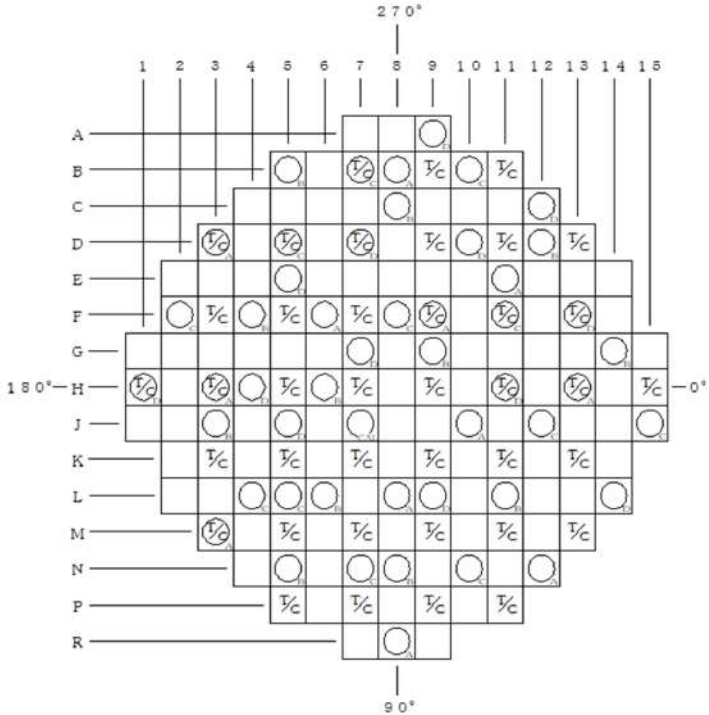
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 緑字：記載表現、設備名称の相違 (実質的な相違なし)

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">【玄海3 / 4号炉の記載】</p>  <p>図1 原子炉格納容器内の線量率 (大破断LOCA+ECCS再循環失敗)</p>  <p>図2 原子炉格納容器内の線量率 (中破断LOCA+ECCS注入失敗+格納容器スプレイ失敗)</p>	 <p>図1 「大LOCA+ECCS再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗」時の格納容器内の線量率</p>  <p>図2 「小LOCA+ECCS注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗」時の格納容器内の線量率</p>	<p>記載方針の相違 (玄海と同様)</p>
 <p>図3 原子炉格納容器内の線量率 (小破断LOCA+ECCS再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗)</p>  <p>図4 原子炉格納容器内の線量率 (全交流動力電源喪失+補助給水失敗)</p>	 <p>図3 「小LOCA+ECCS再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗」時の格納容器内の線量率</p>  <p>図4 「全交流電源喪失+補助給水失敗」時の格納容器内の線量率</p>	

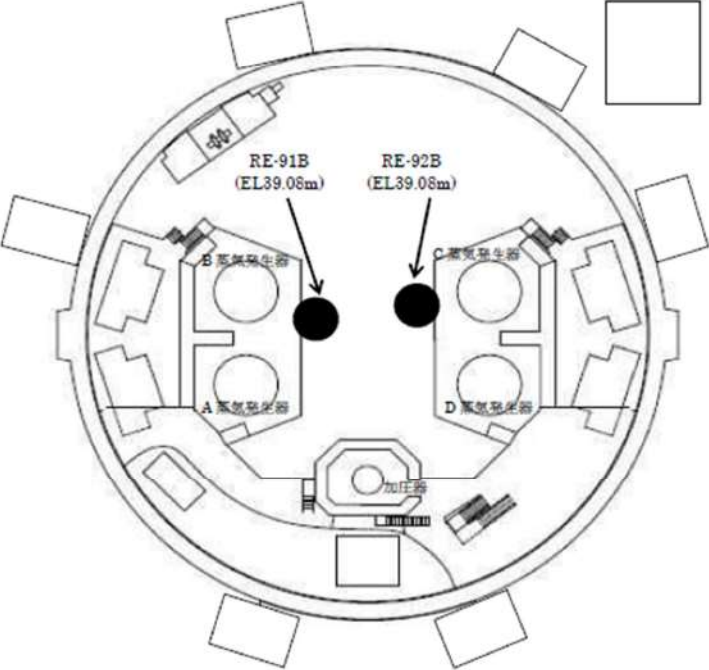
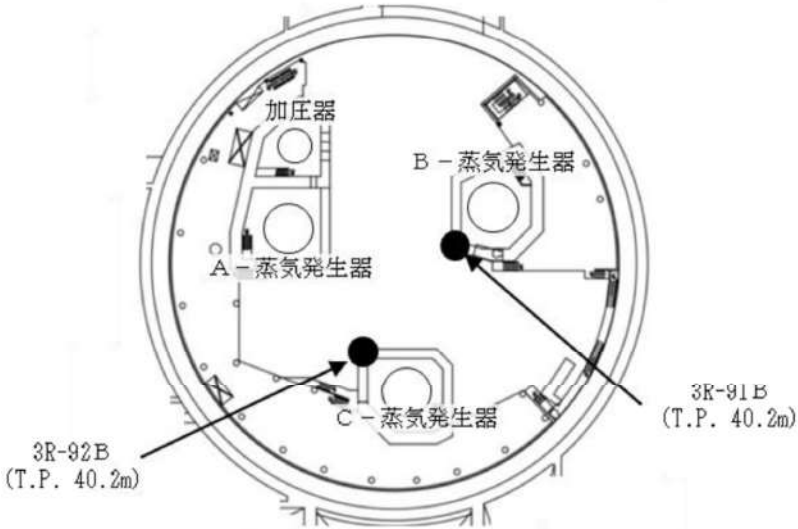
泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.1 炉心損傷の判断基準の設定根拠等について）

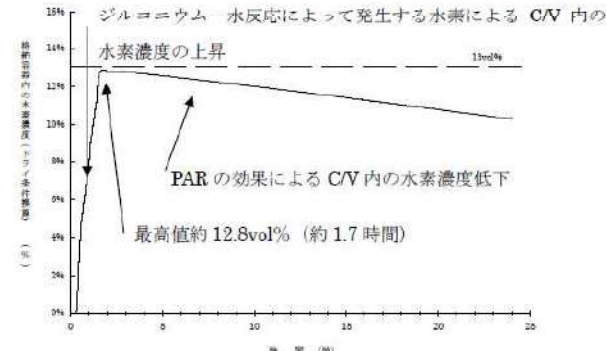
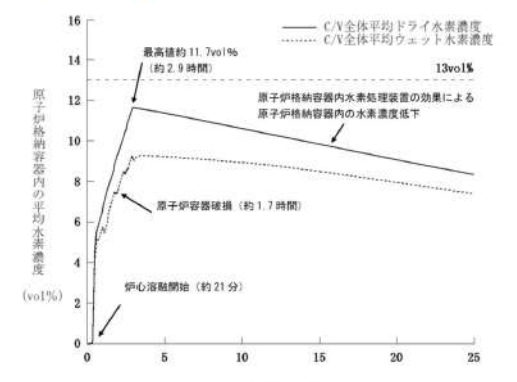
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由												
<p style="text-align: center;">添付2</p> <p style="text-align: center;">炉心出口温度計の設置箇所（大飯3号炉）</p>  <p style="text-align: center;">炉心出口温度計の設置箇所（大飯4号炉）</p> 	<p style="text-align: center;">添付2</p> <p style="text-align: center;">炉心出口温度計の設置箇所（泊3号炉）</p>  <table border="0" style="width: 100%; margin-top: 20px;"> <tr> <td style="width: 30%;">T/C</td> <td style="width: 40%;">： 炉内熱電対</td> <td style="width: 30%; text-align: right;">39点</td> </tr> <tr> <td colspan="3"><hr/></td> </tr> <tr> <td>O_{A, B, C, D}</td> <td>： 炉内中性子束検出器A, B, C, D</td> <td style="text-align: right;">49点</td> </tr> <tr> <td>O_{CAL}</td> <td>： 炉内中性子束検出器校正用</td> <td style="text-align: right;">1点</td> </tr> </table>	T/C	： 炉内熱電対	39点	<hr/>			O _{A, B, C, D}	： 炉内中性子束検出器A, B, C, D	49点	O _{CAL}	： 炉内中性子束検出器校正用	1点	
T/C	： 炉内熱電対	39点												
<hr/>														
O _{A, B, C, D}	： 炉内中性子束検出器A, B, C, D	49点												
O _{CAL}	： 炉内中性子束検出器校正用	1点												

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）

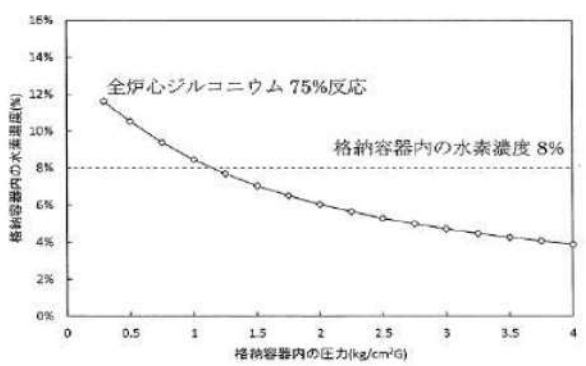
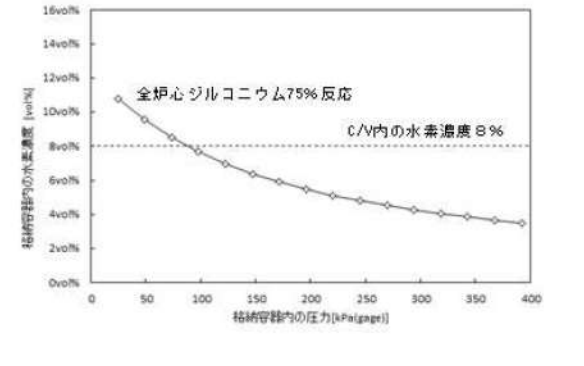
大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付3</p> <p style="text-align: center;">格納容器内高レンジエアモニタ（高レンジ）の設置箇所（大飯3，4号炉）</p>  <p style="text-align: center;">●：格納容器内高レンジエアモニタ（高レンジ）の設置箇所（2箇所）</p>	<p style="text-align: center;">添付3</p> <p style="text-align: center;">格納容器内高レンジエアモニタ（高レンジ）の設置箇所（泊3号炉）</p>  <p style="text-align: center;">●：格納容器内高レンジエアモニタ（高レンジ）の設置箇所（2箇所）</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）

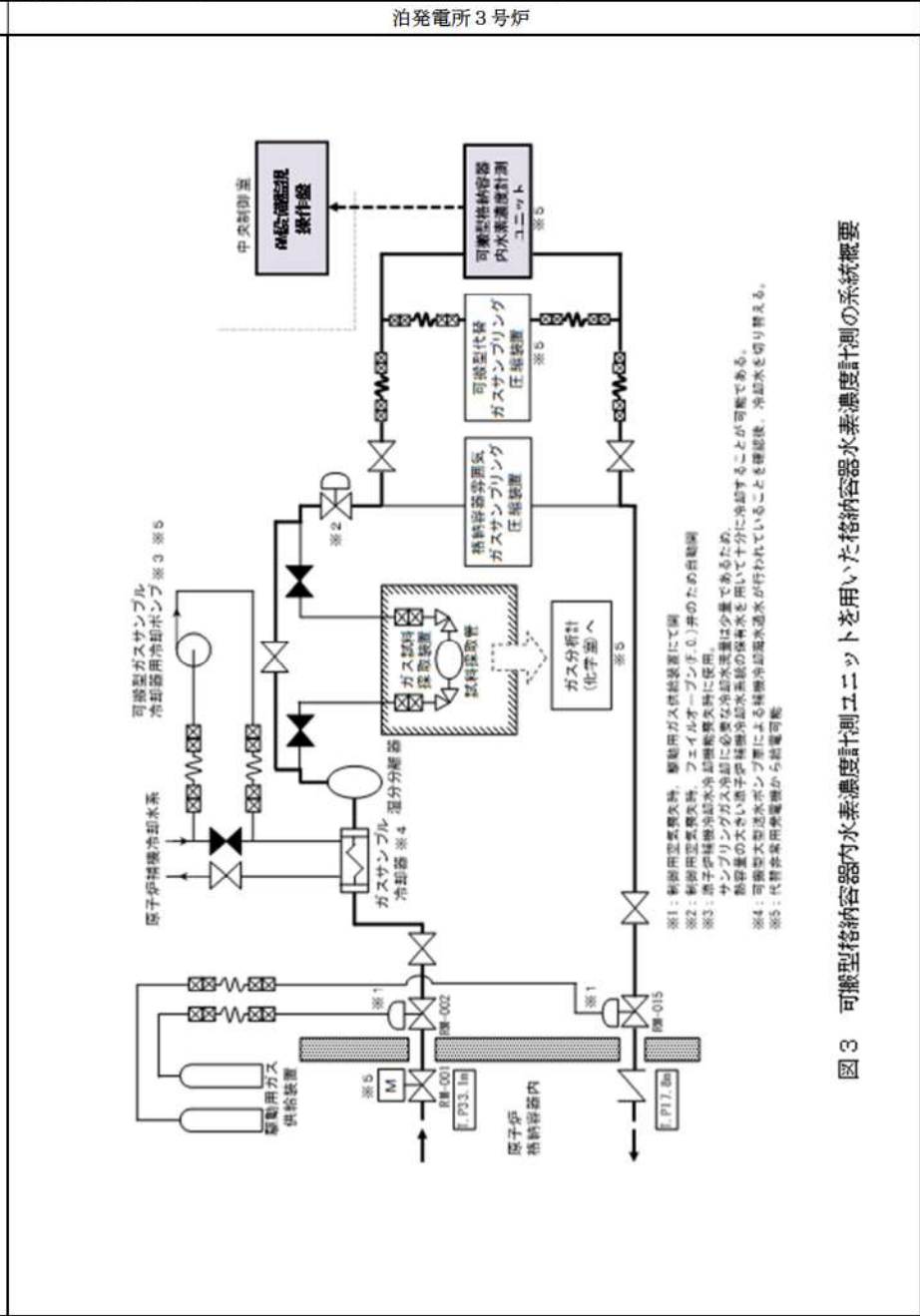
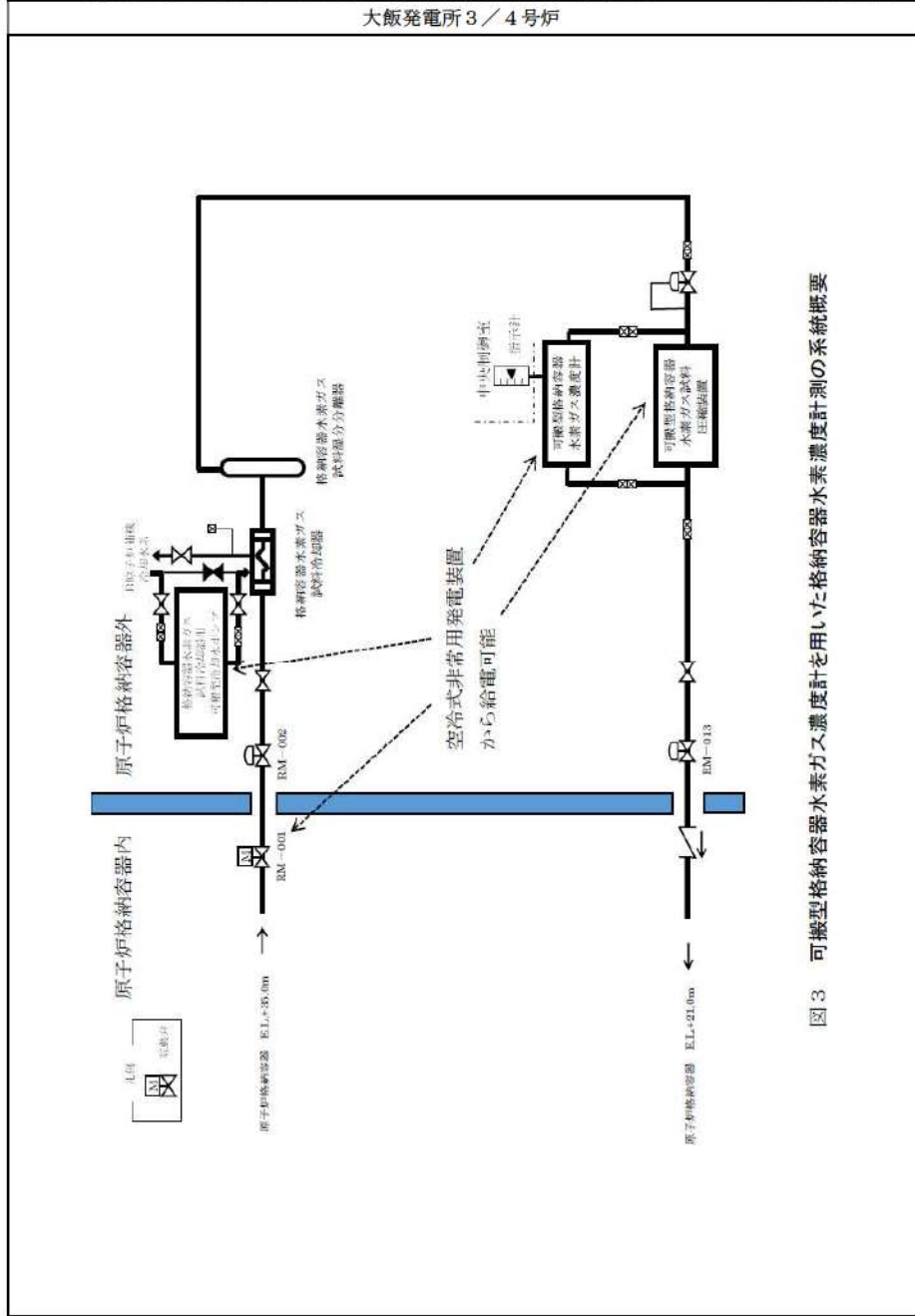
大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																				
<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.1.2</p> <p style="text-align: center;">原子炉格納容器の水素濃度測定について</p> <p>(1) はじめに</p> <p>大飯発電所では、炉心の著しい損傷が発生した場合に、ジルコニウムと水の反応により発生する水素に加え、水の放射線分解等により長期的に発生する水素に対し、動力源を要しない静的触媒式水素再結合装置および自由体積の大きい原子炉格納容器（以下「C/V」という。）によりC/Vの健全性に影響を及ぼすような水素爆発を起こす可能性のある濃度に至らないことを評価している。</p> <p>このような炉心の著しい損傷が発生した場合に、可搬型格納容器水素ガス濃度計を用いてC/V内の水素濃度が変動する可能性がある範囲で連続監視を行う。</p> <p>(2) 水素濃度の挙動と監視の目的</p> <p>a. 水素濃度の挙動</p> <p>炉心の著しい損傷が発生した場合、C/V内の水素濃度（ドライ換算）は急速に上昇するが1次冷却系統から放出される水蒸気によりC/V内圧力が上昇し、水素濃度（ウェット）はドライ換算よりも低い値で推移する。</p>  <p style="text-align: center;">図1 C/V内水素濃度の推移（ドライ換算）</p> <table border="1" data-bbox="246 1244 985 1420"> <thead> <tr> <th>水素濃度（ドライ換算）</th> <th>影響度合</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>～4%</td> <td>燃焼しない</td> </tr> <tr> <td>4～8%</td> <td>大規模燃焼の生じる可能性が低い領域</td> </tr> <tr> <td>8～13%</td> <td>大規模燃焼の生じる可能性が高い領域</td> </tr> <tr> <td>13%～</td> <td>爆轟が生じる可能性がある領域</td> </tr> </tbody> </table>	水素濃度（ドライ換算）	影響度合	～4%	燃焼しない	4～8%	大規模燃焼の生じる可能性が低い領域	8～13%	大規模燃焼の生じる可能性が高い領域	13%～	爆轟が生じる可能性がある領域	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.1.2</p> <p style="text-align: center;">原子炉格納容器の水素濃度測定について</p> <p>(1) はじめに</p> <p>泊発電所では、炉心の著しい損傷が発生した場合に、ジルコニウムと水の反応により発生する水素に加え、水の放射線分解等により長期的に発生する水素に対し、動力源を要しない原子炉格納容器内水素処理装置および自由体積の大きい原子炉格納容器（以下、「C/V」という。）により、C/Vの健全性に影響を及ぼすような水素爆発を起こす可能性のある濃度に至らないことを評価している。</p> <p>このような炉心の著しい損傷が発生した場合に、可搬型格納容器内水素濃度計測ユニットを用いて、C/V内の水素濃度が変動する可能性がある範囲で連続監視を行う。</p> <p>(2) 水素濃度の挙動と監視の目的</p> <p>a. 水素濃度の挙動</p> <p>炉心の著しい損傷が発生した場合、C/V内の水素濃度（ドライ換算）は急速に上昇するが、1次冷却系統から放出される水蒸気によりC/V内圧力が上昇し、水素濃度（ウェット）はドライ換算よりも低い値で推移する。</p>  <p style="text-align: center;">図1 C/V内水素濃度の推移（ウェット／ドライ換算）</p> <table border="1" data-bbox="1209 1244 1769 1420"> <thead> <tr> <th>水素濃度（ドライ換算）</th> <th>影響度合</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>～4%</td> <td>燃焼しない</td> </tr> <tr> <td>4～8%</td> <td>大規模燃焼の生じる可能性が低い領域</td> </tr> <tr> <td>8～13%</td> <td>大規模燃焼の生じる可能性が高い領域</td> </tr> <tr> <td>13%～</td> <td>爆轟が生じる可能性がある領域</td> </tr> </tbody> </table>	水素濃度（ドライ換算）	影響度合	～4%	燃焼しない	4～8%	大規模燃焼の生じる可能性が低い領域	8～13%	大規模燃焼の生じる可能性が高い領域	13%～	爆轟が生じる可能性がある領域	<p>設備名称の相違</p>
水素濃度（ドライ換算）	影響度合																					
～4%	燃焼しない																					
4～8%	大規模燃焼の生じる可能性が低い領域																					
8～13%	大規模燃焼の生じる可能性が高い領域																					
13%～	爆轟が生じる可能性がある領域																					
水素濃度（ドライ換算）	影響度合																					
～4%	燃焼しない																					
4～8%	大規模燃焼の生じる可能性が低い領域																					
8～13%	大規模燃焼の生じる可能性が高い領域																					
13%～	爆轟が生じる可能性がある領域																					

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.2 原子炉格納容器の水素濃度測定について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>b. 水素濃度監視の目的</p> <p>炉心の著しい損傷時において、水素濃度（ドライ換算）測定は、C/V内圧力との相関により、水素燃焼の可能性および水素燃焼時のC/V健全性についての目安を得るために実施する。また、水素濃度により、炉心損傷の程度を推定する手段としても有効である。</p>  <p>図2 C/V内の圧力と水素濃度の関係</p> <p>(3) 設備概要</p> <p>可搬型格納容器水素ガス濃度計は、著しい炉心の損傷が発生した場合に、C/V内に発生する水素を監視する目的で、水素濃度が変動する可能性のある範囲で測定できる設計としている。</p> <p>PWRプラントでは、炉心損傷時にC/V内に発生する水素濃度を制御する目的でC/V外へ排出する等の操作はないことから、可搬型格納容器水素ガス濃度計は、事故時に想定する水素濃度範囲（13vol%未満）であることやPARやイグナイタによる水素濃度低減等をC/V内水素濃度の推移（トレンド）として連続的に監視することが主な役割である</p> <p>可搬型格納容器水素ガス濃度計 検出器：熱伝導度測定方式 測定範囲：水素濃度 0～20vol%</p>	<p>b. 水素濃度監視の目的</p> <p>炉心の著しい損傷時において、水素濃度（ドライ換算）測定は、C/V内圧力との相関により、水素燃焼の可能性および水素燃焼時のC/V健全性についての目安を得るために実施する。また、水素濃度により、炉心損傷の程度を推定する手段としても有効である。</p>  <p>図2 C/V内の圧力と水素濃度の関係</p> <p>(3) 設備概要</p> <p>可搬型格納容器内水素濃度計測ユニットは、著しい炉心の損傷が発生した場合に、C/V内に発生する水素を監視する目的で、水素濃度が変動する可能性のある範囲で測定できる設計としている。</p> <p>PWRプラントでは、炉心損傷時にC/V内に発生する水素濃度を制御する目的でC/V外へ排出する等の操作はないことから、可搬型格納容器内水素濃度計測ユニットは、事故時に想定する水素濃度範囲内（13vol%未満）であることや原子炉格納容器内水素処理装置や格納容器水素イグナイタによる水素濃度低減等をC/V内水素濃度の推移（トレンド）として連続的に監視することが主な役割である。</p> <p>可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット 検出器：熱伝導度測定方式 測定範囲：水素濃度 0～20vol%</p>	<p>設備名称の相違</p>

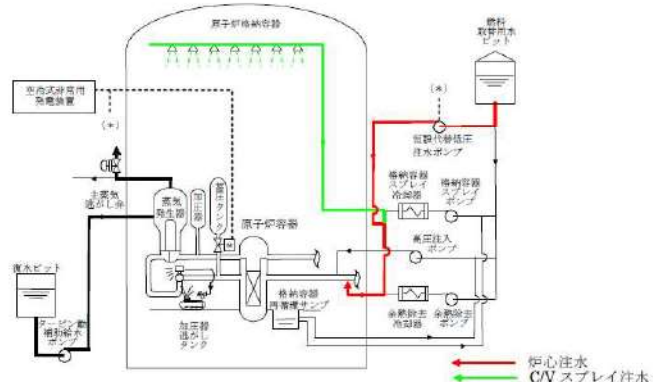
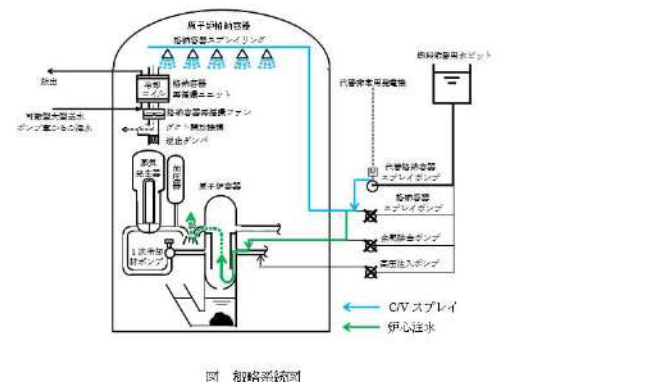
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）



相違理由

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.3 炉心損傷前後における代替格納容器スプレイポンプの注水先について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.1.3</p> <p style="text-align: center;">炉心損傷前後における恒設代替低圧注水ポンプの注水先について</p> <p>1. 事象進展が早い事象への対応について</p> <p>有効性評価「大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」の対応については、事象発生初期から恒設代替低圧注水ポンプによる注水準備を開始することにしており、恒設代替低圧注水ポンプの注水先については、電動弁2弁を中央制御室から遠隔操作することにより、原子炉容器と原子炉格納容器を短時間で切り替えることが可能である。</p> <p>炉心損傷前段階においては、原子炉容器に注水する系統構成としているが、炉心損傷を判断した以降は、下記理由により原子炉格納容器損傷防止のため、原子炉格納容器への注水（原子炉下部キャビティ室への水張り）に切り替えることとしている。なお、今回の事象のように短時間に炉心損傷に至る場合においては、結果として原子炉容器に注水することなく、原子炉格納容器へ注水するケースもあり得る。</p> <ul style="list-style-type: none"> 炉心損傷に至った場合には、大量の放射性物質が原子炉格納容器に放出される蓋然性が高く、環境への放射性物質の放出を防止するためには、格納容器破損防止対策を優先的に実施する必要がある。 また、炉心損傷判断後も原子炉容器への注水を継続し、破断口からの漏えいにより原子炉下部キャビティに水張りを実施することも理論上可能であるが、原子炉容器に注水された水は、炉心の崩壊熱等を除去した後、一部は蒸気となり破断口より放出され、原子炉格納容器の気相部に留まることになり、原子炉下部キャビティ室の水張りに寄与できる可能性が低くなる。 <p>なお、大破断LOCAを上回る規模のLOCAを想定する場合、添付資料3.1.1.19に示すとおり、炉心損傷時刻が最大約9分早まるが、この場合、大破断LOCAを起因とする事故よりも早期に炉心損傷を判断し、原子炉格納容器への注水がより早く判断されることとなる。</p> <p>また、恒設代替低圧注水ポンプを格納容器スプレイさせている間にECCS再循環もしくは代替再循環機能が復旧した場合は、発電所対策本部と協議のうえ、再循環による炉心注水を実施する場合もある。</p> 	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.1.3</p> <p style="text-align: center;">炉心損傷前後における代替格納容器スプレイポンプの注水先について</p> <p>1. 破断口径が大きく、事象進展が早い事象への対応について</p> <p>有効性評価「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」の対応については、事象発生初期から代替格納容器スプレイポンプによる注水準備を開始することにしており、代替格納容器スプレイポンプの注水先については、電動弁2弁及び現場手動弁2弁を操作することにより、原子炉容器と原子炉格納容器を切り替えることが可能である。</p> <p>炉心損傷前段階においては、原子炉容器に注水する系統構成としているが、炉心損傷を判断した以降は、下記理由により原子炉格納容器損傷防止のため、原子炉格納容器への注水（原子炉下部キャビティへの水張り）に切り替えることとしている。なお、今回の事象のように短時間に炉心損傷に至る場合においては、結果として原子炉容器に注水することなく、原子炉格納容器へ注水するケースもあり得る。</p> <ul style="list-style-type: none"> 炉心損傷に至った場合には、大量の放射性物質が原子炉格納容器に放出される蓋然性が高く、環境への放射性物質の放出を防止するためには、格納容器破損防止対策を優先的に実施する必要がある。 また、炉心損傷判断後も原子炉容器への注水を継続し、破断口からの漏えいにより原子炉下部キャビティに水張りを実施することも理論上可能であるが、原子炉容器に注水された水は、炉心の崩壊熱等を除去した後、一部は蒸気となり破断口より放出され、原子炉格納容器の気相部に留まることになり、原子炉下部キャビティの水張りに寄与できる可能性が低くなる。 <p>なお、大破断LOCAを上回る規模のLOCAを想定する場合、添付資料7.2.1.1.19に示すとおり、炉心損傷時刻が最大約9分早まるが、この場合、大破断LOCAを起因とする事故よりも早期に炉心損傷を判断し、原子炉格納容器への注水がより早く判断されることとなる。</p> <p>また、代替格納容器スプレイポンプを格納容器スプレイさせている間にECCS再循環又は代替再循環機能が復旧した場合は、炉心損傷後の手順書である『第3部 事故時運転操作関係（炉心損傷後）』に従い炉心注水を実施する場合もある。</p> 	<p>設備名称の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>運用の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.3 炉心損傷前後における代替格納容器スプレイポンプの注水先について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2. 一定期間の炉心損傷防止が可能である事象への対応について</p> <p>1. では破断規模が大きく事象進展の早いケースについて考察したが、破断口径が比較的小さく炉心損傷前の段階において、恒設代替低圧注水ポンプのみが炉心注水手段として使用可能である場合、又は破断口径は大きいもののECCS注水機能が健全である場合であれば、当該手段により炉心への注水を行い、炉心損傷防止を図ることとなる。このとき、すべての格納容器スプレイ系が機能喪失している場合には、炉心から発生する崩壊熱によって原子炉格納容器圧力及び温度が上昇することとなるため、その影響について考察する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 炉心から発生する崩壊熱による原子炉格納容器圧力及び温度上昇については、事象進展の傾向が同様となる有効性評価「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故（原子炉格納容器の除熱機能喪失）」において、事象発生の約8.6時間後に原子炉格納容器の最高使用圧力に到達する評価結果となっている。当該シーケンスで炉心注水に用いるポンプは高圧注入ポンプであり恒設代替低圧注水ポンプとは注水特性が異なるものの、原子炉格納容器最高使用圧力到達までには数時間の時間余裕があると考えられる。 事象進展が比較的緩やかであるため、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を実施している間に、格納容器スプレイ系が機能喪失した場合の重大事故等対策である格納容器内自然対流冷却を実施することが可能であり、これにより原子炉格納容器圧力及び温度を低下させることができる。 <p>以上のことから、破断口径が比較的小さく、一定期間の炉心損傷防止が可能である場合においては、炉心から発生する崩壊熱により原子炉格納容器の圧力及び温度が一時的に上昇するものの、別途整備している重大事故等対策により原子炉格納容器の健全性を維持することができる。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>2. 破断口径が比較的小さく、一定期間の炉心損傷防止が可能である事象への対応について</p> <p>1. では破断規模が大きく事象進展の早いケースについて考察したが、破断口径が比較的小さく炉心損傷前の段階において、代替格納容器スプレイポンプのみが炉心注水手段として使用可能である場合、又は破断口径は大きいもののECCS注水機能が健全である場合であれば、当該手段により炉心への注水を行い、炉心損傷防止を図ることとなる。このとき、すべての格納容器スプレイ系が機能喪失している場合には、炉心から発生する崩壊熱によって原子炉格納容器圧力及び温度が上昇することとなるため、その影響について考察する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 炉心から発生する崩壊熱による原子炉格納容器圧力及び温度上昇については、事象進展の傾向が同様となる有効性評価「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故（原子炉格納容器の除熱機能喪失）」において、事象発生の約3.5時間後に原子炉格納容器の最高使用圧力に到達する評価結果となっている。当該シーケンスで炉心注水に用いるポンプは高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプであり代替格納容器スプレイポンプとは注入特性が異なり、また、想定する破断口径の規模によって変動はあるものの、原子炉格納容器最高使用圧力到達までには数時間の時間余裕があると考えられる。 事象進展が比較的緩やかであるため、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施している間に、格納容器スプレイ系が機能喪失した場合の重大事故等対策である格納容器内自然対流冷却を実施することが可能であり、これにより原子炉格納容器圧力及び温度を低下させることができる。また、万一、格納容器内自然対流冷却に失敗した場合においても、原子炉格納容器最高使用圧力(0.283MPa[gage])に到達すれば、炉心注水を実施している代替格納容器スプレイポンプを原子炉格納容器注水に切り替える場合もあり、原子炉格納容器圧力および温度を低下させることができる。 <p>以上のことから、破断口径が比較的小さく、一定期間の炉心損傷防止が可能である場合においては、炉心から発生する崩壊熱により原子炉格納容器の圧力及び温度が一時的に上昇するものの、別途整備している重大事故等対策により原子炉格納容器の健全性を維持することができる。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>相違理由</p> <p>解析結果の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> 大飯のCV型式はPCCVであるためCV内のヒートシンクの効果が大きく、圧力上昇が緩慢となり最高使用圧力到達が泊に比べて遅くなる。(参考:伊方の最高使用圧力到達は約4時間) <p>記載方針の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>(高浜3 / 4号炉と同様)</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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.4 MAAPでの原子炉格納容器モデルについて）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料3.1.1.4</p> <p style="text-align: center;">MAAPでの原子炉格納容器モデルについて</p> <p>MAAPでの原子炉格納容器モデルについては、壁などの物理区画を模擬したノードと吹き抜けや扉などの開口部を模擬したジャンクションを組み合わせて原子炉格納容器のモデル化を行う。</p> <p>各区画の質量とエネルギーの保存を考慮した上で熱流動計算を行い、蒸気、水、ガス、炉心デブリを考慮する他、区画に応じて設定したヒートシンクを含めた熱伝達計算を行っている。なお、原子炉格納容器区画では、ヒートシンクと原子炉格納容器内の気体及び水の水間の熱伝達を計算するだけでなく、水プールが存在する場合の水プールと床や壁の伝熱等も計算することができる。</p> <p>原子炉格納容器モデルでは、原子炉格納容器内の熱流動、水素挙動、核分裂生成物及び溶融炉心挙動、溶融炉心コンクリートの相互作用並びに格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却（下図中、上部区画と外周部を接続する流路として再循環ユニットを模擬）などを考慮している。MAAPでの原子炉格納容器モデルのノード分割図は図1及び図2の通りである。</p> <div data-bbox="331 751 896 1289" data-label="Diagram"> </div> <p style="text-align: center;">図1 MAAPノード分割図</p>	<p style="text-align: right;">添付資料7.2.1.1.4</p> <p style="text-align: center;">MAAPでの原子炉格納容器モデルについて</p> <p>MAAPでの原子炉格納容器モデルについては、壁などの物理区画を模擬したノードと吹き抜けや扉などの開口部を模擬したジャンクションを組み合わせて原子炉格納容器のモデル化を行う。</p> <p>各区画の質量とエネルギーの保存を考慮した上で熱流動計算を行い、蒸気、水、ガス、炉心デブリを考慮する他、区画に応じて設定したヒートシンクを含めた熱伝達計算を行っている。なお、原子炉格納容器区画では、ヒートシンクと原子炉格納容器内の気体及び水の水間の熱伝達を計算するだけでなく、水プールが存在する場合の水プールと床や壁の伝熱等も計算することができる。</p> <p>原子炉格納容器モデルでは、原子炉格納容器内の熱流動、水素挙動、核分裂生成物及び溶融炉心挙動、溶融炉心とコンクリートの相互作用並びに格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却（下図中の①と③を接続する流路として格納容器再循環ユニットを模擬）などを考慮している。MAAPでの原子炉格納容器モデルのノード分割図は図1及び図2の通りである。</p> <div data-bbox="1346 711 1836 1246" data-label="Diagram"> </div> <p style="text-align: center;">図1 MAAPのノード分割図</p>	<p style="text-align: center;">相違理由</p> <p style="text-align: center;">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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.4 MAAP での原子炉格納容器モデルについて）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<div data-bbox="235 252 963 1241" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="403 1284 824 1316" data-label="Caption"> <p>図2 原子炉格納容器ノーディング図</p> </div> <div data-bbox="465 1364 1014 1396" data-label="Text"> <p>枠囲みの範囲は機密に係る事項のため、公開できません。</p> </div>	<div data-bbox="1137 188 1854 1308" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="1339 1327 1684 1356" data-label="Caption"> <p>図2 原子炉格納容器ノーディング図</p> </div> <div data-bbox="1377 1396 1948 1428" data-label="Text"> <p>□：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。</p> </div>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表


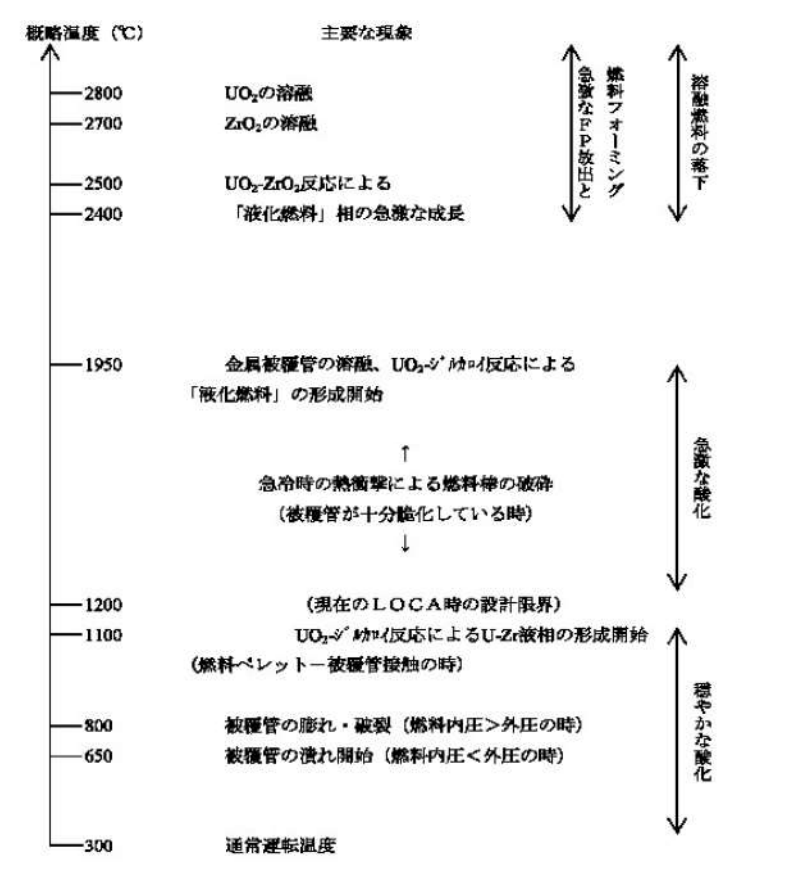
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.5 炉心溶融開始の燃料温度の根拠について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.1.5</p> <p style="text-align: center;">炉心溶融開始の燃料温度の根拠について</p> <p>燃料及び被覆管挙動の温度依存性については以下の知見が得られている[1]。（図1参照）</p> <p>①1,300℃以上でUO₂-ジルカロイ反応により、被覆管の内面が酸化すると共に(U, Zr)合金相ができ被覆管の内面は一部溶解する。</p> <p>②1,850℃～1,950℃で被覆管金属部分が溶融し、場合によってはキャンドリング等によって流路閉塞が生じる可能性がある。また、同時にUO₂-α-Zr(O)反応も生じUO₂の一部も溶融しはじめる。</p> <p>③このUO₂の溶融量は2,400℃で不連続的に急増し、恐らく2,400℃以上で溶融デブリが形成される。</p> <p>④2,550℃になるとUO₂-ZrO₂反応が生じるので、いかなる場合でも部分的な燃料ペレットの溶融は避けられない。</p> <p>⑤2,700℃、2,800℃において、それぞれZrO₂、UO₂の溶融が生じる。</p> <p>ここで、①、②では、燃料の一部は溶融するものの、その範囲は燃料ペレットと被覆管境界近傍に限定される。</p> <p>一方、③、④、⑤では燃料は溶融状態にあるといえる。そこで、③の温度2,400℃ (=2,673K) が炉心溶融の判断基準として考えられるが、余裕を考えて2,227℃ (=2,500K) を炉心溶融の判断基準としている。</p> <p>[1]日本原子力研究所「炉心損傷に関する研究の現状と課題」JAERI-M 82-039, 1982年5月</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.1.5</p> <p style="text-align: center;">炉心溶融開始の燃料温度の根拠について</p> <p>燃料及び被覆管挙動の温度依存性については、以下の知見が得られている^[1]。（図1参照）</p> <p>①1,300℃以上でUO₂-ジルカロイ反応により、被覆管の内面が酸化すると共に(U, Zr)合金相ができ被覆管の内面は一部溶解する。</p> <p>②1,850℃～1,950℃で被覆管金属部分が溶融し、場合によってはキャンドリング等によって流路閉塞が生じる可能性がある。また、同時にUO₂-α-Zr(O)反応も生じUO₂の一部も溶融しはじめる。</p> <p>③このUO₂の溶融量は、2,400℃で不連続的に急増し、恐らく2,400℃以上で溶融デブリが形成される。</p> <p>④2,550℃になるとUO₂-ZrO₂反応が生じるので、いかなる場合でも部分的な燃料ペレットの溶融は避けられない。</p> <p>⑤2,700℃、2,800℃において、それぞれZrO₂、UO₂の溶融が生じる。</p> <p>ここで、①と②では、燃料の一部は溶融するものの、その範囲は燃料ペレットと被覆管境界近傍に限定される。</p> <p>一方、③、④、⑤では燃料は溶融状態にあるといえる。そこで、③の温度2,400℃ (=2,673K) が炉心溶融の判断基準として考えられるが、余裕を考えて2,227℃ (=2,500K) を炉心溶融の判断基準としている。</p> <p>なお、MOX燃料については、含有率13%において融点2730℃であり、UO₂より溶融開始温度が低いいため、MOX燃料を考慮した場合においても2,227℃ (=2,500K) を炉心溶融の判断基準とすることは妥当である。</p> <p>[1] 日本原子力研究所「炉心損傷に関する研究の現状と課題」JAERI-M 82-039, 1982年5月</p>	<p>記載方針の相違 ・油はMOX燃料を採用しているためMOX燃料に関する記載 (高圧3/4号炉と同様)</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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.5 炉心溶融開始の燃料温度の根拠について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>概略温度 (°C)</p> <p>2,800 2,700 2,500 2,400</p> <p>UO₂の溶融 ZrO₂の溶融</p> <p>UO₂-ZrO₂反応による 「液化燃料」相の急激な成長</p> <p>金属被覆管の溶融、UO₂-ZrO₂反応による 「液化燃料」の形成開始</p> <p>急冷時の熱衝撃による燃料棒の破碎 (被覆管が十分脆化している時)</p> <p>(現在のLOCA時の設計限界)</p> <p>UO₂-ZrO₂反応によるU-Zr液相の形成開始 (燃料ペレット-被覆管接触の時)</p> <p>被覆管の膨れ・破裂 (燃料内圧>外圧の時) 被覆管の潰れ開始 (燃料内圧<外圧の時)</p> <p>通常運転温度</p> <p>急激なFP放出と 燃料フォームリング 溶融燃料の落下</p> <p>急激な酸化</p> <p>穏やかな酸化</p>	 <p>概略温度 (°C)</p> <p>2800 2700 2500 2400</p> <p>UO₂の溶融 ZrO₂の溶融</p> <p>UO₂-ZrO₂反応による 「液化燃料」相の急激な成長</p> <p>金属被覆管の溶融、UO₂-ZrO₂反応による 「液化燃料」の形成開始</p> <p>急冷時の熱衝撃による燃料棒の破碎 (被覆管が十分脆化している時)</p> <p>(現在のLOCA時の設計限界)</p> <p>UO₂-ZrO₂反応によるU-Zr液相の形成開始 (燃料ペレット-被覆管接触の時)</p> <p>被覆管の膨れ・破裂 (燃料内圧>外圧の時) 被覆管の潰れ開始 (燃料内圧<外圧の時)</p> <p>通常運転温度</p> <p>急激なFP放出と 燃料フォームリング 溶融燃料の落下</p> <p>急激な酸化</p> <p>穏やかな酸化</p>	
<p>図1 燃料棒の温度応答概略図^[1]</p>	<p>図1 燃料棒の温度応答概略図^[1]</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

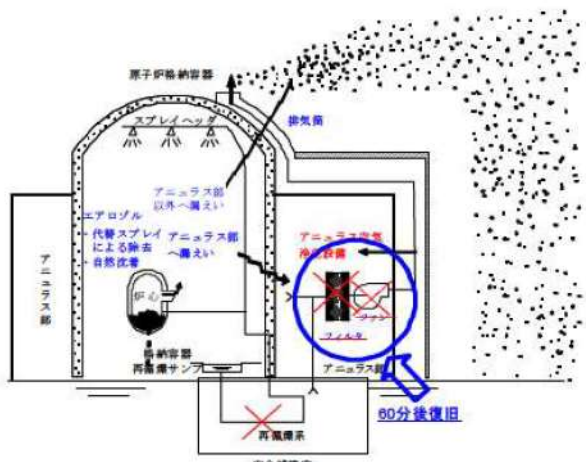
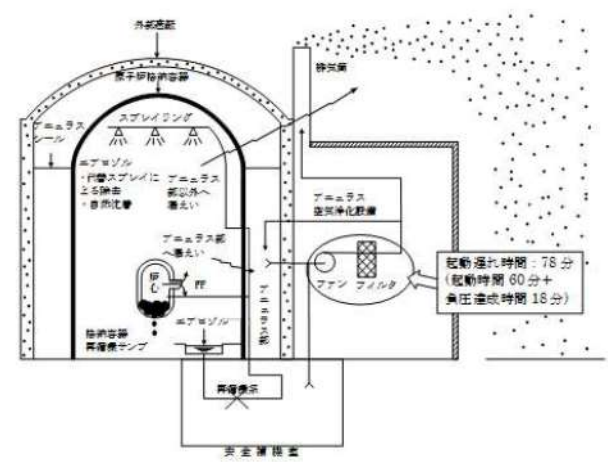
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.6 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																																																																												
<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.1.6</p> <p style="text-align: center;">大飯3号及び4号炉の重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について （雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧）、熔融炉心・コンクリート相互作用、 及び原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用）</p> <p>評価事故シーケンス「大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」における個別解析条件を第1表に示す。</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.1.6</p> <p style="text-align: center;">重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について （雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）、熔融炉心・コンクリート相互作用 及び原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用）</p> <p>評価事故シーケンス「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」における個別解析条件を表1に示す。</p>	<p style="text-align: center;">記載表現の相違</p>																																																																																																																																																												
<p style="text-align: center;">第1表 システム熱水力解析用データ （格納容器過圧、熔融炉心・コンクリート相互作用、及び原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用）</p> <table border="1" data-bbox="302 494 891 1228"> <thead> <tr> <th>名 称</th> <th>数 値</th> <th>解析上の取り扱い</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>(1) 原子炉保護設備</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 「1次冷却材ポンプ回転数低」 原子炉トリップ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 設定点</td> <td>92%定格点</td> <td>設計値（トリップ限界値）</td> </tr> <tr> <td> ii 応答時間</td> <td>0.6秒</td> <td>最大値（設計要求値）</td> </tr> <tr> <td>(2) 事故収束に重要な機器・操作関係</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 蓄圧タンク</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 基数</td> <td>4基（1ループ当たり1基）</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td> ii 保持圧力</td> <td>4.04MPa[gage]</td> <td>最低保持圧力</td> </tr> <tr> <td> iii 保有水量</td> <td>26.0m³（1基当たり）</td> <td>最低保有水量</td> </tr> <tr> <td>2) タービン動補給給水ポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 給水開始 （自動遅れ時間）</td> <td>事象発生後の60秒後 （自動起動）</td> <td>最大値（設計要求値）</td> </tr> <tr> <td> ii 台数</td> <td>1台</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td> iii 容量</td> <td>約200 m³/h</td> <td>最小値（設計値に余裕を考慮した値）</td> </tr> <tr> <td>3) 代替格納容器圧注本ポンプ（代替格納容器スプレイ）</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 開始条件</td> <td>炉心熔融開始から30分後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td> ii 台数</td> <td>1台</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td> iii 容量</td> <td>120 m³/h</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td> iv 一旦停止条件</td> <td>(1)原子炉格納容器内保有水量が2,000m³に到達 (2)原子炉格納容器圧力が最高使用圧力（0.36MPa[gage]）未満</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td> v 間欠運転条件</td> <td>(1)原子炉格納容器圧力が最高使用圧力（0.36MPa[gage]）に到達してから30分後に自動してから30分後に自動 (2)原子炉格納容器圧力が0.34MPa[gage]まで低下で停止</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td> vi 完全停止条件</td> <td>事象発生後の24時間後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td>4) 格納容器再循環ユニット</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 開始条件</td> <td>事象発生後の24時間後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td> ii 台数</td> <td>2台</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>(3) 事故条件</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 破断位置</td> <td>高温側配管</td> <td>事故想定</td> </tr> <tr> <td>2) 破断体積</td> <td>完全両端破断</td> <td>事故想定</td> </tr> </tbody> </table>	名 称	数 値	解析上の取り扱い	(1) 原子炉保護設備			1) 「1次冷却材ポンプ回転数低」 原子炉トリップ			i 設定点	92%定格点	設計値（トリップ限界値）	ii 応答時間	0.6秒	最大値（設計要求値）	(2) 事故収束に重要な機器・操作関係			1) 蓄圧タンク			i 基数	4基（1ループ当たり1基）	設計値	ii 保持圧力	4.04MPa[gage]	最低保持圧力	iii 保有水量	26.0m ³ （1基当たり）	最低保有水量	2) タービン動補給給水ポンプ			i 給水開始 （自動遅れ時間）	事象発生後の60秒後 （自動起動）	最大値（設計要求値）	ii 台数	1台	設計値	iii 容量	約200 m ³ /h	最小値（設計値に余裕を考慮した値）	3) 代替格納容器圧注本ポンプ（代替格納容器スプレイ）			i 開始条件	炉心熔融開始から30分後	運転員等操作余裕の考え方	ii 台数	1台	設計値	iii 容量	120 m ³ /h	設計値	iv 一旦停止条件	(1)原子炉格納容器内保有水量が2,000m ³ に到達 (2)原子炉格納容器圧力が最高使用圧力（0.36MPa[gage]）未満	運転員等操作余裕の考え方	v 間欠運転条件	(1)原子炉格納容器圧力が最高使用圧力（0.36MPa[gage]）に到達してから30分後に自動してから30分後に自動 (2)原子炉格納容器圧力が0.34MPa[gage]まで低下で停止	運転員等操作余裕の考え方	vi 完全停止条件	事象発生後の24時間後	運転員等操作余裕の考え方	4) 格納容器再循環ユニット			i 開始条件	事象発生後の24時間後	運転員等操作余裕の考え方	ii 台数	2台	設計値	(3) 事故条件			1) 破断位置	高温側配管	事故想定	2) 破断体積	完全両端破断	事故想定	<p style="text-align: center;">表1 システム熱水力解析用データ （雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）、熔融炉心・コンクリート相互作用及び原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用）</p> <table border="1" data-bbox="1176 534 1870 1268"> <thead> <tr> <th>名 称</th> <th>数 値</th> <th>解析上の取り扱い</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>(1) 原子炉保護設備</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 「1次冷却材ポンプ電源電圧低」 原子炉トリップ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 設定点</td> <td>65%定格点</td> <td>設計値（トリップ限界値）</td> </tr> <tr> <td> ii 応答遅れ</td> <td>1.8秒</td> <td>最大値（設計要求値）</td> </tr> <tr> <td>(2) 事故収束に重要な機器・操作関係</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 蓄圧タンク</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 基数</td> <td>3基</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td> ii 保持圧力</td> <td>4.04MPa[gage]</td> <td>最低保持圧力</td> </tr> <tr> <td> iii 保有水量</td> <td>29.0m³（1基当たり）</td> <td>最低保有水量</td> </tr> <tr> <td>2) タービン動補給給水ポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 給水開始 （自動遅れ時間）</td> <td>事象発生後の60秒後 （自動起動）</td> <td>最大値（設計要求値）</td> </tr> <tr> <td> ii 台数</td> <td>1台</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td> iii 容量</td> <td>80m³/h</td> <td>最小値（設計値に余裕を考慮した値）</td> </tr> <tr> <td>3) 代替格納容器スプレイポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 開始条件</td> <td>炉心熔融開始から30分後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td> ii 台数</td> <td>1台</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td> iii 容量</td> <td>140m³/h</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td> iv 停止条件</td> <td>事象発生後の24時間後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td>4) 格納容器再循環ユニット</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 開始条件</td> <td>事象発生後の24時間後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td> ii 台数</td> <td>2台</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>(3) 事故条件</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 破断位置</td> <td>高温側配管</td> <td>事故想定</td> </tr> <tr> <td>2) 破断体積</td> <td>完全両端破断</td> <td>事故想定</td> </tr> </tbody> </table>	名 称	数 値	解析上の取り扱い	(1) 原子炉保護設備			1) 「1次冷却材ポンプ電源電圧低」 原子炉トリップ			i 設定点	65%定格点	設計値（トリップ限界値）	ii 応答遅れ	1.8秒	最大値（設計要求値）	(2) 事故収束に重要な機器・操作関係			1) 蓄圧タンク			i 基数	3基	設計値	ii 保持圧力	4.04MPa[gage]	最低保持圧力	iii 保有水量	29.0m ³ （1基当たり）	最低保有水量	2) タービン動補給給水ポンプ			i 給水開始 （自動遅れ時間）	事象発生後の60秒後 （自動起動）	最大値（設計要求値）	ii 台数	1台	設計値	iii 容量	80m ³ /h	最小値（設計値に余裕を考慮した値）	3) 代替格納容器スプレイポンプ			i 開始条件	炉心熔融開始から30分後	運転員等操作余裕の考え方	ii 台数	1台	設計値	iii 容量	140m ³ /h	設計値	iv 停止条件	事象発生後の24時間後	運転員等操作余裕の考え方	4) 格納容器再循環ユニット			i 開始条件	事象発生後の24時間後	運転員等操作余裕の考え方	ii 台数	2台	設計値	(3) 事故条件			1) 破断位置	高温側配管	事故想定	2) 破断体積	完全両端破断	事故想定	<p style="text-align: center;">記載方針の相違</p> <p>・泊では代替格納容器スプレイの間欠運転の条件とならないため一旦停止、間欠運転の条件を記載していない</p>
名 称	数 値	解析上の取り扱い																																																																																																																																																												
(1) 原子炉保護設備																																																																																																																																																														
1) 「1次冷却材ポンプ回転数低」 原子炉トリップ																																																																																																																																																														
i 設定点	92%定格点	設計値（トリップ限界値）																																																																																																																																																												
ii 応答時間	0.6秒	最大値（設計要求値）																																																																																																																																																												
(2) 事故収束に重要な機器・操作関係																																																																																																																																																														
1) 蓄圧タンク																																																																																																																																																														
i 基数	4基（1ループ当たり1基）	設計値																																																																																																																																																												
ii 保持圧力	4.04MPa[gage]	最低保持圧力																																																																																																																																																												
iii 保有水量	26.0m ³ （1基当たり）	最低保有水量																																																																																																																																																												
2) タービン動補給給水ポンプ																																																																																																																																																														
i 給水開始 （自動遅れ時間）	事象発生後の60秒後 （自動起動）	最大値（設計要求値）																																																																																																																																																												
ii 台数	1台	設計値																																																																																																																																																												
iii 容量	約200 m ³ /h	最小値（設計値に余裕を考慮した値）																																																																																																																																																												
3) 代替格納容器圧注本ポンプ（代替格納容器スプレイ）																																																																																																																																																														
i 開始条件	炉心熔融開始から30分後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																																																																																												
ii 台数	1台	設計値																																																																																																																																																												
iii 容量	120 m ³ /h	設計値																																																																																																																																																												
iv 一旦停止条件	(1)原子炉格納容器内保有水量が2,000m ³ に到達 (2)原子炉格納容器圧力が最高使用圧力（0.36MPa[gage]）未満	運転員等操作余裕の考え方																																																																																																																																																												
v 間欠運転条件	(1)原子炉格納容器圧力が最高使用圧力（0.36MPa[gage]）に到達してから30分後に自動してから30分後に自動 (2)原子炉格納容器圧力が0.34MPa[gage]まで低下で停止	運転員等操作余裕の考え方																																																																																																																																																												
vi 完全停止条件	事象発生後の24時間後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																																																																																												
4) 格納容器再循環ユニット																																																																																																																																																														
i 開始条件	事象発生後の24時間後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																																																																																												
ii 台数	2台	設計値																																																																																																																																																												
(3) 事故条件																																																																																																																																																														
1) 破断位置	高温側配管	事故想定																																																																																																																																																												
2) 破断体積	完全両端破断	事故想定																																																																																																																																																												
名 称	数 値	解析上の取り扱い																																																																																																																																																												
(1) 原子炉保護設備																																																																																																																																																														
1) 「1次冷却材ポンプ電源電圧低」 原子炉トリップ																																																																																																																																																														
i 設定点	65%定格点	設計値（トリップ限界値）																																																																																																																																																												
ii 応答遅れ	1.8秒	最大値（設計要求値）																																																																																																																																																												
(2) 事故収束に重要な機器・操作関係																																																																																																																																																														
1) 蓄圧タンク																																																																																																																																																														
i 基数	3基	設計値																																																																																																																																																												
ii 保持圧力	4.04MPa[gage]	最低保持圧力																																																																																																																																																												
iii 保有水量	29.0m ³ （1基当たり）	最低保有水量																																																																																																																																																												
2) タービン動補給給水ポンプ																																																																																																																																																														
i 給水開始 （自動遅れ時間）	事象発生後の60秒後 （自動起動）	最大値（設計要求値）																																																																																																																																																												
ii 台数	1台	設計値																																																																																																																																																												
iii 容量	80m ³ /h	最小値（設計値に余裕を考慮した値）																																																																																																																																																												
3) 代替格納容器スプレイポンプ																																																																																																																																																														
i 開始条件	炉心熔融開始から30分後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																																																																																												
ii 台数	1台	設計値																																																																																																																																																												
iii 容量	140m ³ /h	設計値																																																																																																																																																												
iv 停止条件	事象発生後の24時間後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																																																																																												
4) 格納容器再循環ユニット																																																																																																																																																														
i 開始条件	事象発生後の24時間後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																																																																																												
ii 台数	2台	設計値																																																																																																																																																												
(3) 事故条件																																																																																																																																																														
1) 破断位置	高温側配管	事故想定																																																																																																																																																												
2) 破断体積	完全両端破断	事故想定																																																																																																																																																												

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）

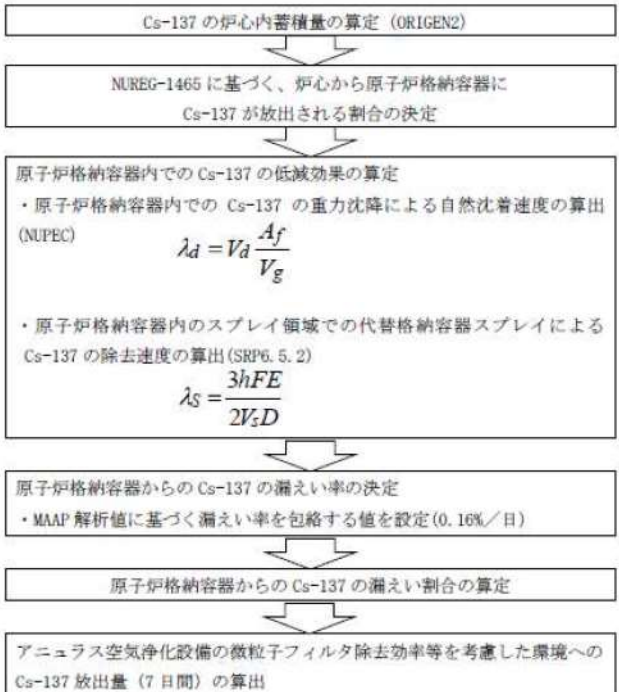
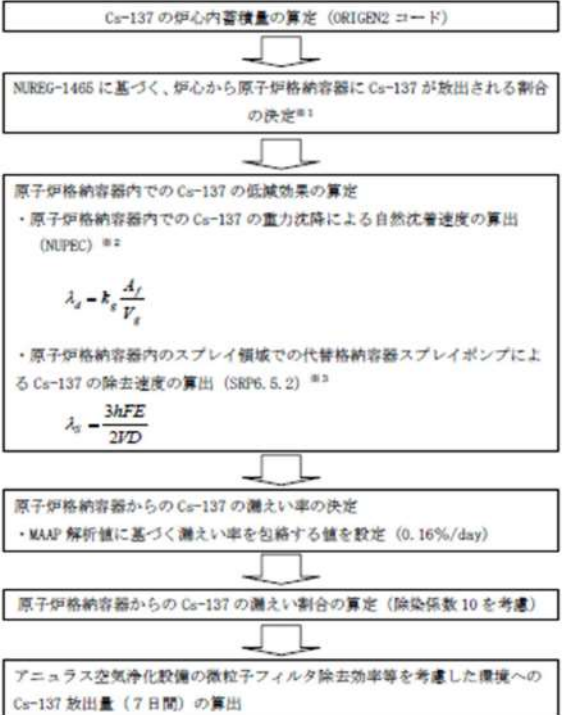
7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破壊）（添付資料 7.2.1.1.7 Cs-137 の大気中への放出放射能評価について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.1.7</p> <p style="text-align: center;">Cs-137 の大気中への放出放射能評価について</p> <p>1. 評価事象</p> <p>重大事故が発生した場合の放射性物質の異常な水準の放出が防止できることを確認するため、格納容器破損防止対策に係る有効性評価における雰囲気圧力・温度による静的負荷のうち、格納容器過圧の破損モードにおいて想定している、大破断 LOCA 時に ECCS 注入及び格納容器スプレイ注入に失敗するシーケンスを対象に、Cs-137 の放出放射能を評価した。</p> <p>本事故シーケンスは、炉心溶融が早く、炉心内の放射性物質は、早期に格納容器内へ大量に放出される。また、事象進展中は、格納容器の限界圧力を下回るため、格納容器破損防止は図られるが、格納容器内圧が高めに推移することから、格納容器内圧に対応した貫通部などのリークパスからの漏えい量が多くなるとともに、早期の漏えいに伴う放出のため、放射能の減衰も小さいことから、放出放射能量の総量は多くなる。</p> <p>2. 評価条件</p> <p>2.1 評価のプロセス</p> <p>評価イメージを第2-1図に、大気中へのCs-137放出量評価のプロセスを第2-2図に示す。</p> <div style="text-align: center;">  <p>第2-1図 評価イメージ</p> </div>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.1.7</p> <p style="text-align: center;">Cs-137 の大気中への放出放射能評価について</p> <p>1. 評価事象</p> <p>重大事故が発生した場合の放射性物質の異常な水準の放出が防止できることを確認するため、格納容器破損防止対策に係る有効性評価における雰囲気圧力・温度による静的負荷のうち、格納容器過圧の破損モードにおいて想定している、大破断 LOCA 時に ECCS 注入及び格納容器スプレイ注入に失敗するシーケンスを対象に、Cs-137 の放出放射能を評価した。</p> <p>本事故シーケンスは、炉心溶融が早く、炉心内の放射性物質は、早期に原子炉格納容器内へ大量に放出される。また、事象進展中は、原子炉格納容器の限界圧力を下回るため、格納容器破損防止は図られるが、原子炉格納容器内圧が高めに推移することから、原子炉格納容器内圧に対応した貫通部などのリークパスからの漏えい量が多くなるとともに、早期の漏えいに伴う放出のため、放射能の減衰も小さいことから、放出放射能量の総量は多くなる。</p> <p>2. 評価条件</p> <p>2.1 評価のプロセス</p> <p>評価イメージを図1に、大気中へのCs-137放出量評価のプロセスを図2に示す。</p> <div style="text-align: center;">  <p>図1 評価イメージ</p> </div>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.7 Cs-137の大気中への放出放射能評価について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第2-2図に示す過程にしたがって、大気中へのCs-137放出放射能を算出する。原子炉格納容器内に放出される放射性物質は、ORIGEN2コードで評価した炉心内蓄積量及びNUREG-1465の原子炉格納容器内への放出割合、放出時間を基に設定して評価する。原子炉格納容器内へ放出された放射性物質について、原子炉格納容器内での自然沈着やスプレイによる除去効果を考慮する。格納容器からの漏えい率については、有効性評価の格納容器内圧の変化を基に設定し、アニユラス空気浄化設備のフィルタ除去効率を考慮して、放出放射能を評価する。</p>  <p>第2-2図 大気中へのCs-137放出量評価のプロセス</p>	<p>図2に示す過程にしたがって、大気中へのCs-137放出放射能を算出する。原子炉格納容器内に放出される放射性物質は、ORIGEN2コードで評価した炉心内蓄積量及びNUREG-1465の原子炉格納容器内への放出割合、放出時間を基に設定して評価する。原子炉格納容器内へ放出された放射性物質について、原子炉格納容器内での自然沈着やスプレイによる除去効果を考慮する。原子炉格納容器からの漏えい率については、有効性評価の原子炉格納容器内圧の変化を基に設定し、アニユラス空気浄化設備のフィルタ除去効率を考慮して、放出放射能を評価する。なお、原子炉格納容器からの漏えいに関するエアロゾル粒子の捕集の効果（除染係数は10）を考慮する。</p>  <p>図2 大気中へのCs-137放出量評価のプロセス</p>	<p>評価方針の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.7 Cs-137の大気中への放出放射線量評価について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>※1：NUREG-1465は、当該シーケンスを含む、早期から1次系圧力が低く推移するシーケンスを代表するよう設定されたものであるため、原子炉格納容器への放出割合については、NUREG-1465に基づき設定。（次頁表のGas ReleaseからLate In-Vesselまでのフェーズを考慮）</p> <p>※2：原子炉格納容器内におけるエアロゾルの自然沈着については、NUPECによる、エアロゾルの重力沈降速度を用いたモデルが検討されており、以下の式から求められる。</p> $\lambda_d = k_g \frac{A_r}{V_g}$ <p>λ_d：自然沈着率 A_r：原子炉格納容器床面積</p> <p>k_g：重力沈降速度 V_g：原子炉格納容器自由体積</p> <p>※3：スプレーによるCs-137の除去速度を以下の式により算出</p> $\lambda_s = \frac{3hFE}{2V_s D}$ <p>λ_s：スプレー除去速度 V_s：スプレー領域の体積 E：捕集効率</p> <p>h：スプレー液滴落下高さ F：スプレー流量 D：スプレー液滴直径</p> <p>PWRを模擬したNUPEC実験によりスプレー効率(E/D)を7と設定</p>	<p>記載方針の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.7 Cs-137の大気中への放射線量評価について）

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）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																										
<p>2. 2 評価条件 第2-1表に評価条件を示す。</p>	<p>2. 2 評価条件 表1に評価条件を示す。なお、評価対象炉心は評価結果が厳しくなるウラン燃料装荷炉心を設定して評価を実施した。（別添参照）</p>																																																											
<p>第2-1表 評価条件（1/3）</p>	<p>表1 評価条件（1 / 3）</p>																																																											
<table border="1"> <thead> <tr> <th>評価条件</th> <th>使用値</th> <th>選定理由</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>炉心熱出力</td> <td>炉心熱出力 (3,411 MWt) の102%</td> <td>定格値に定常誤差(+2%)を考慮。</td> </tr> <tr> <td>原子炉運転時間</td> <td>最高40,000時間</td> <td rowspan="2">長半減期核種の蓄積により、評価が厳しくなるようサイクル末期に設定。</td> </tr> <tr> <td>サイクル数 (バッチ数)</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器に 放出される 核分裂生成物量、放出時間</td> <td>NUREG-1465に基づき Cs類：75% 放出時間も NUREG-1465 に基づく</td> <td>評価対象が炉心損傷後であることを踏まえ、核分裂生成物放出量が大きくなる低圧シーケンス（大破断LOCA+ECCS失敗+CVスプレイ失敗シーケンスを含む）を代表する NUREG-1465 記載の放出割合、放出時間（Gap Release～Late in-Vessel までを考慮）を設定。</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器等への エアロゾルの沈着効果</td> <td>沈着速度 6.94×10^{-3} (1/時)</td> <td>重力沈着速度を用いたモデルを基に設定。</td> </tr> <tr> <td>代替低圧注水ポンプスプレ イ効果開始時間</td> <td>54分</td> <td>選定した事故シーケンスに基づき、全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失を想定した起動遅れ時間を見込んだ値として設定。</td> </tr> <tr> <td>代替低圧注水ポンプスプレ イによるエアロゾルの 除去効果</td> <td>除去速度 (DF<50) 0.32 (1/時) 除去速度 (DF≥50) 0.036 (1/時)</td> <td>SRP6.5.2に示された評価式等に基づき設定。</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器からの 漏えい率</td> <td>0.16%/日</td> <td>有効性評価で想定する事故収束に成功した事故シーケンスのうち、原子炉格納容器内圧力が高く推移する対象事故シーケンスの原子炉格納容器内圧力に応じた漏えい率に余裕をみた値を設定。</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器からの 漏えい割合</td> <td>アニュラス部 :97% アニュラス部以外:3%</td> <td>現行許認可（添付書類十）の考え方に同じ。</td> </tr> </tbody> </table>	評価条件	使用値	選定理由	炉心熱出力	炉心熱出力 (3,411 MWt) の102%	定格値に定常誤差(+2%)を考慮。	原子炉運転時間	最高40,000時間	長半減期核種の蓄積により、評価が厳しくなるようサイクル末期に設定。	サイクル数 (バッチ数)	4	原子炉格納容器に 放出される 核分裂生成物量、放出時間	NUREG-1465に基づき Cs類：75% 放出時間も NUREG-1465 に基づく	評価対象が炉心損傷後であることを踏まえ、核分裂生成物放出量が大きくなる低圧シーケンス（大破断LOCA+ECCS失敗+CVスプレイ失敗シーケンスを含む）を代表する NUREG-1465 記載の放出割合、放出時間（Gap Release～Late in-Vessel までを考慮）を設定。	原子炉格納容器等への エアロゾルの沈着効果	沈着速度 6.94×10^{-3} (1/時)	重力沈着速度を用いたモデルを基に設定。	代替低圧注水ポンプスプレ イ効果開始時間	54分	選定した事故シーケンスに基づき、全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失を想定した起動遅れ時間を見込んだ値として設定。	代替低圧注水ポンプスプレ イによるエアロゾルの 除去効果	除去速度 (DF<50) 0.32 (1/時) 除去速度 (DF≥50) 0.036 (1/時)	SRP6.5.2に示された評価式等に基づき設定。	原子炉格納容器からの 漏えい率	0.16%/日	有効性評価で想定する事故収束に成功した事故シーケンスのうち、原子炉格納容器内圧力が高く推移する対象事故シーケンスの原子炉格納容器内圧力に応じた漏えい率に余裕をみた値を設定。	原子炉格納容器からの 漏えい割合	アニュラス部 :97% アニュラス部以外:3%	現行許認可（添付書類十）の考え方に同じ。	<table border="1"> <thead> <tr> <th>評価条件</th> <th>使用値</th> <th>選定理由</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>炉心熱出力</td> <td>炉心熱出力 (2,652MWt)の102%</td> <td>定格値に定常誤差(+2%)を考慮</td> </tr> <tr> <td>原子炉運転時間</td> <td>最高40,000時間 (ウラン燃料)</td> <td rowspan="2">評価対象炉心は、評価が厳しくなるウラン燃料装荷炉心を設定。 長半減期核種の蓄積により、評価が厳しくなるようサイクル末期に設定。</td> </tr> <tr> <td>サイクル数 (バッチ数)</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器に 放出される 核分裂生成物量、放出時 間</td> <td>NUREG-1465に基づき Cs類：75% 放出時間も NUREG-1465 に基づく</td> <td>評価対象が炉心損傷後であることを踏まえ、核分裂生成物放出量が大きくなる低圧シーケンス（大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故シーケンスを含む）を代表する NUREG-1465 記載の放出割合（Gap Release～Late in-Vessel までを考慮）を設定。</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器等への エアロゾルの沈着効果</td> <td>沈着速度 6.65×10^{-3} (1/時)</td> <td>重力沈着速度を用いたモデルを基に設定</td> </tr> <tr> <td>代替格納容器スプレイボ ンプ効果開始時間</td> <td>60分</td> <td>選定した事故シーケンスに基づき、全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失を想定した起動遅れ時間を見込んだ値として設定。</td> </tr> <tr> <td>代替格納容器スプレイボ ンプによるエアロゾルの 除去効果</td> <td>除去速度 (DF<50) 0.36 (1/時) 除去速度 (DF≥50) 0.043 (1/時)</td> <td>SRP6.5.2に示された評価式等に基づき設定。</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器からの 漏えい率</td> <td>0.16%/d</td> <td>有効性評価で想定する事故収束に成功した事故シーケンスのうち、原子炉格納容器内圧力が高く推移する対象事故シーケンスの原子炉格納容器内圧力に応じた漏えい率に余裕をみた値を設定。</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器からの 漏えい割合</td> <td>アニュラス部 :97% アニュラス部以外:3%</td> <td>現行許認可（添付書類十）の考え方に同じ。</td> </tr> </tbody> </table>	評価条件	使用値	選定理由	炉心熱出力	炉心熱出力 (2,652MWt)の102%	定格値に定常誤差(+2%)を考慮	原子炉運転時間	最高40,000時間 (ウラン燃料)	評価対象炉心は、評価が厳しくなるウラン燃料装荷炉心を設定。 長半減期核種の蓄積により、評価が厳しくなるようサイクル末期に設定。	サイクル数 (バッチ数)	4	原子炉格納容器に 放出される 核分裂生成物量、放出時 間	NUREG-1465に基づき Cs類：75% 放出時間も NUREG-1465 に基づく	評価対象が炉心損傷後であることを踏まえ、核分裂生成物放出量が大きくなる低圧シーケンス（大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故シーケンスを含む）を代表する NUREG-1465 記載の放出割合（Gap Release～Late in-Vessel までを考慮）を設定。	原子炉格納容器等への エアロゾルの沈着効果	沈着速度 6.65×10^{-3} (1/時)	重力沈着速度を用いたモデルを基に設定	代替格納容器スプレイボ ンプ効果開始時間	60分	選定した事故シーケンスに基づき、全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失を想定した起動遅れ時間を見込んだ値として設定。	代替格納容器スプレイボ ンプによるエアロゾルの 除去効果	除去速度 (DF<50) 0.36 (1/時) 除去速度 (DF≥50) 0.043 (1/時)	SRP6.5.2に示された評価式等に基づき設定。	原子炉格納容器からの 漏えい率	0.16%/d	有効性評価で想定する事故収束に成功した事故シーケンスのうち、原子炉格納容器内圧力が高く推移する対象事故シーケンスの原子炉格納容器内圧力に応じた漏えい率に余裕をみた値を設定。	原子炉格納容器からの 漏えい割合	アニュラス部 :97% アニュラス部以外:3%	現行許認可（添付書類十）の考え方に同じ。	<p>設計の相違 ・泊はMOX燃料も装荷できるが、評価結果が厳しくなるウラン燃料装荷炉心を設定</p>
評価条件	使用値	選定理由																																																										
炉心熱出力	炉心熱出力 (3,411 MWt) の102%	定格値に定常誤差(+2%)を考慮。																																																										
原子炉運転時間	最高40,000時間	長半減期核種の蓄積により、評価が厳しくなるようサイクル末期に設定。																																																										
サイクル数 (バッチ数)	4																																																											
原子炉格納容器に 放出される 核分裂生成物量、放出時間	NUREG-1465に基づき Cs類：75% 放出時間も NUREG-1465 に基づく	評価対象が炉心損傷後であることを踏まえ、核分裂生成物放出量が大きくなる低圧シーケンス（大破断LOCA+ECCS失敗+CVスプレイ失敗シーケンスを含む）を代表する NUREG-1465 記載の放出割合、放出時間（Gap Release～Late in-Vessel までを考慮）を設定。																																																										
原子炉格納容器等への エアロゾルの沈着効果	沈着速度 6.94×10^{-3} (1/時)	重力沈着速度を用いたモデルを基に設定。																																																										
代替低圧注水ポンプスプレ イ効果開始時間	54分	選定した事故シーケンスに基づき、全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失を想定した起動遅れ時間を見込んだ値として設定。																																																										
代替低圧注水ポンプスプレ イによるエアロゾルの 除去効果	除去速度 (DF<50) 0.32 (1/時) 除去速度 (DF≥50) 0.036 (1/時)	SRP6.5.2に示された評価式等に基づき設定。																																																										
原子炉格納容器からの 漏えい率	0.16%/日	有効性評価で想定する事故収束に成功した事故シーケンスのうち、原子炉格納容器内圧力が高く推移する対象事故シーケンスの原子炉格納容器内圧力に応じた漏えい率に余裕をみた値を設定。																																																										
原子炉格納容器からの 漏えい割合	アニュラス部 :97% アニュラス部以外:3%	現行許認可（添付書類十）の考え方に同じ。																																																										
評価条件	使用値	選定理由																																																										
炉心熱出力	炉心熱出力 (2,652MWt)の102%	定格値に定常誤差(+2%)を考慮																																																										
原子炉運転時間	最高40,000時間 (ウラン燃料)	評価対象炉心は、評価が厳しくなるウラン燃料装荷炉心を設定。 長半減期核種の蓄積により、評価が厳しくなるようサイクル末期に設定。																																																										
サイクル数 (バッチ数)	4																																																											
原子炉格納容器に 放出される 核分裂生成物量、放出時 間	NUREG-1465に基づき Cs類：75% 放出時間も NUREG-1465 に基づく	評価対象が炉心損傷後であることを踏まえ、核分裂生成物放出量が大きくなる低圧シーケンス（大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故シーケンスを含む）を代表する NUREG-1465 記載の放出割合（Gap Release～Late in-Vessel までを考慮）を設定。																																																										
原子炉格納容器等への エアロゾルの沈着効果	沈着速度 6.65×10^{-3} (1/時)	重力沈着速度を用いたモデルを基に設定																																																										
代替格納容器スプレイボ ンプ効果開始時間	60分	選定した事故シーケンスに基づき、全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失を想定した起動遅れ時間を見込んだ値として設定。																																																										
代替格納容器スプレイボ ンプによるエアロゾルの 除去効果	除去速度 (DF<50) 0.36 (1/時) 除去速度 (DF≥50) 0.043 (1/時)	SRP6.5.2に示された評価式等に基づき設定。																																																										
原子炉格納容器からの 漏えい率	0.16%/d	有効性評価で想定する事故収束に成功した事故シーケンスのうち、原子炉格納容器内圧力が高く推移する対象事故シーケンスの原子炉格納容器内圧力に応じた漏えい率に余裕をみた値を設定。																																																										
原子炉格納容器からの 漏えい割合	アニュラス部 :97% アニュラス部以外:3%	現行許認可（添付書類十）の考え方に同じ。																																																										

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破壊）（添付資料 7.2.1.1.7 Cs-137の大気中への放出放射線量評価について）

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）

大飯発電所3 / 4号炉		泊発電所3号炉		相違理由																																							
<p>第2-1表 評価条件 (2/3)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>評価条件</th> <th>使用値</th> <th>選定理由</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>アニュラス部体積</td> <td>13,100 m³</td> <td>設計値として設定。</td> </tr> <tr> <td>アニュラス空気浄化設備ファン流量</td> <td>9.36×10³ m³/時 (60分後起動)</td> <td>ファン1台の起動を想定。 (選定した事故シーケンスに基づき、全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失を想定した起動遅れ時間を見込む)</td> </tr> <tr> <td>アニュラス負圧達成時間</td> <td>62分</td> <td>選定した事故シーケンスに基づき、全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失を想定した起動遅れ時間を見込んだ値 (起動遅れ時間60分+起動後負圧達成時間2分の合計)。起動遅れ時間60分は、空冷式非常用発電装置による電源回復操作及び代替制御用空気供給設備によるアニュラス空気浄化設備ダンパへの作動空気供給操作を想定。</td> </tr> <tr> <td>アニュラス空気浄化設備微粒子フィルタによる除去効率</td> <td>0~62分：0% 62分～：99%</td> <td>使用条件での設計値を基に設定。</td> </tr> <tr> <td>評価期間</td> <td>7日間</td> <td>7日後以降の放出量の増加は軽微であることを踏まえて設定。</td> </tr> </tbody> </table>		評価条件	使用値	選定理由	アニュラス部体積	13,100 m ³	設計値として設定。	アニュラス空気浄化設備ファン流量	9.36×10 ³ m ³ /時 (60分後起動)	ファン1台の起動を想定。 (選定した事故シーケンスに基づき、全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失を想定した起動遅れ時間を見込む)	アニュラス負圧達成時間	62分	選定した事故シーケンスに基づき、全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失を想定した起動遅れ時間を見込んだ値 (起動遅れ時間60分+起動後負圧達成時間2分の合計)。起動遅れ時間60分は、空冷式非常用発電装置による電源回復操作及び代替制御用空気供給設備によるアニュラス空気浄化設備ダンパへの作動空気供給操作を想定。	アニュラス空気浄化設備微粒子フィルタによる除去効率	0~62分：0% 62分～：99%	使用条件での設計値を基に設定。	評価期間	7日間	7日後以降の放出量の増加は軽微であることを踏まえて設定。	<p>表1 評価条件 (2/3)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>評価条件</th> <th>使用値</th> <th>選定理由</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉格納容器からの漏えいに関する捕集効果 (DF)</td> <td>エアロゾル粒子：10</td> <td>粒子状物質に対しては、原子炉格納容器からの漏えいに関する捕集効果を考慮 NUPEC 試験結果に基づき保守的に設定</td> </tr> <tr> <td>アニュラス部体積</td> <td>7,860m³</td> <td>設計値として設定。</td> </tr> <tr> <td>アニュラス空気浄化設備ファン流量</td> <td>1.86×10⁴m³/時 (60分後起動)</td> <td>ファン1台の起動を想定。 (選定した事故シーケンスに基づき、全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失を想定した起動遅れ時間を見込む)</td> </tr> <tr> <td>アニュラス負圧達成時間</td> <td>78分</td> <td>選定した事故シーケンスに基づき、全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失を想定した起動遅れ時間を見込んだ値 (起動遅れ時間60分+起動後負圧達成時間18分の合計)。起動遅れ時間60分は、代替非常用発電機による電源回復操作及び代替制御用空気供給設備によるアニュラス空気浄化設備ダンパへの作動空気供給操作を想定。</td> </tr> <tr> <td>アニュラス空気浄化設備微粒子フィルタによる除去効率</td> <td>0~78分：0% 78分～：99%</td> <td>使用条件での設計値を基に設定。</td> </tr> <tr> <td>評価期間</td> <td>7日間</td> <td>7日後以降の放出量の増加は軽微であることを踏まえて設定。</td> </tr> </tbody> </table>		評価条件	使用値	選定理由	原子炉格納容器からの漏えいに関する捕集効果 (DF)	エアロゾル粒子：10	粒子状物質に対しては、原子炉格納容器からの漏えいに関する捕集効果を考慮 NUPEC 試験結果に基づき保守的に設定	アニュラス部体積	7,860m ³	設計値として設定。	アニュラス空気浄化設備ファン流量	1.86×10 ⁴ m ³ /時 (60分後起動)	ファン1台の起動を想定。 (選定した事故シーケンスに基づき、全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失を想定した起動遅れ時間を見込む)	アニュラス負圧達成時間	78分	選定した事故シーケンスに基づき、全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失を想定した起動遅れ時間を見込んだ値 (起動遅れ時間60分+起動後負圧達成時間18分の合計)。起動遅れ時間60分は、代替非常用発電機による電源回復操作及び代替制御用空気供給設備によるアニュラス空気浄化設備ダンパへの作動空気供給操作を想定。	アニュラス空気浄化設備微粒子フィルタによる除去効率	0~78分：0% 78分～：99%	使用条件での設計値を基に設定。	評価期間	7日間	7日後以降の放出量の増加は軽微であることを踏まえて設定。	<p>【大飯】 解析条件の相違 ・起動遅れ時間は泊も大飯も60分を想定しているが、負圧達成時間が泊18分に対して大飯が2分 ・これは主にCV型式の違いに起因しており、大飯はPCVのためCV壁が厚いコンクリートで構成されており、アニュラス部への熱が伝わりにくいため負圧達成が早い一方、泊は薄型CVであり、アニュラス部への熱が伝わり易いことから温度(圧力)が上昇するため負圧達成に時間を要する</p>
評価条件	使用値	選定理由																																									
アニュラス部体積	13,100 m ³	設計値として設定。																																									
アニュラス空気浄化設備ファン流量	9.36×10 ³ m ³ /時 (60分後起動)	ファン1台の起動を想定。 (選定した事故シーケンスに基づき、全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失を想定した起動遅れ時間を見込む)																																									
アニュラス負圧達成時間	62分	選定した事故シーケンスに基づき、全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失を想定した起動遅れ時間を見込んだ値 (起動遅れ時間60分+起動後負圧達成時間2分の合計)。起動遅れ時間60分は、空冷式非常用発電装置による電源回復操作及び代替制御用空気供給設備によるアニュラス空気浄化設備ダンパへの作動空気供給操作を想定。																																									
アニュラス空気浄化設備微粒子フィルタによる除去効率	0~62分：0% 62分～：99%	使用条件での設計値を基に設定。																																									
評価期間	7日間	7日後以降の放出量の増加は軽微であることを踏まえて設定。																																									
評価条件	使用値	選定理由																																									
原子炉格納容器からの漏えいに関する捕集効果 (DF)	エアロゾル粒子：10	粒子状物質に対しては、原子炉格納容器からの漏えいに関する捕集効果を考慮 NUPEC 試験結果に基づき保守的に設定																																									
アニュラス部体積	7,860m ³	設計値として設定。																																									
アニュラス空気浄化設備ファン流量	1.86×10 ⁴ m ³ /時 (60分後起動)	ファン1台の起動を想定。 (選定した事故シーケンスに基づき、全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失を想定した起動遅れ時間を見込む)																																									
アニュラス負圧達成時間	78分	選定した事故シーケンスに基づき、全交流動力電源喪失+最終ヒートシンク喪失を想定した起動遅れ時間を見込んだ値 (起動遅れ時間60分+起動後負圧達成時間18分の合計)。起動遅れ時間60分は、代替非常用発電機による電源回復操作及び代替制御用空気供給設備によるアニュラス空気浄化設備ダンパへの作動空気供給操作を想定。																																									
アニュラス空気浄化設備微粒子フィルタによる除去効率	0~78分：0% 78分～：99%	使用条件での設計値を基に設定。																																									
評価期間	7日間	7日後以降の放出量の増加は軽微であることを踏まえて設定。																																									
<p>第2-1表 評価条件 (3/3)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>希ガス類</th> <th>ヨウ素類</th> <th>Cs類</th> <th>Te類</th> <th>Ba類</th> <th>Ru類</th> <th>Ce類</th> <th>La類</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>炉心内蓄積量 (Bq)</td> <td>約 4.0×10¹⁹</td> <td>約 4.0×10¹⁹</td> <td>約 1.7×10¹⁹ (約 4.3×10¹⁷**2)</td> <td>約 2.5×10¹⁹</td> <td>約 2.5×10¹⁹</td> <td>約 4.5×10¹⁹</td> <td>約 8.6×10¹⁹</td> <td>約 8.8×10¹⁹</td> </tr> </tbody> </table> <p>*1 ORIGEN2を用いて算出 *2 Cs-137の炉心内蓄積量</p>			希ガス類	ヨウ素類	Cs類	Te類	Ba類	Ru類	Ce類	La類	炉心内蓄積量 (Bq)	約 4.0×10 ¹⁹	約 4.0×10 ¹⁹	約 1.7×10 ¹⁹ (約 4.3×10 ¹⁷ **2)	約 2.5×10 ¹⁹	約 2.5×10 ¹⁹	約 4.5×10 ¹⁹	約 8.6×10 ¹⁹	約 8.8×10 ¹⁹	<p>表1 評価条件 (3/3) *1</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>希ガス類</th> <th>ヨウ素類</th> <th>Cs類</th> <th>Te類</th> <th>Ba類</th> <th>Ru類</th> <th>Ce類</th> <th>La類</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>炉心内蓄積量 (Bq)</td> <td>約 3.1×10¹⁹</td> <td>約 3.1×10¹⁹</td> <td>約 1.3×10¹⁹ (約 3.3×10¹⁷**2)</td> <td>約 1.9×10¹⁹</td> <td>約 1.9×10¹⁹</td> <td>約 3.5×10¹⁹</td> <td>約 6.6×10¹⁹</td> <td>約 6.8×10¹⁹</td> </tr> </tbody> </table> <p>*1 ORIGEN2を用いて算出 *2 Cs-137の炉心内蓄積量</p>			希ガス類	ヨウ素類	Cs類	Te類	Ba類	Ru類	Ce類	La類	炉心内蓄積量 (Bq)	約 3.1×10 ¹⁹	約 3.1×10 ¹⁹	約 1.3×10 ¹⁹ (約 3.3×10 ¹⁷ **2)	約 1.9×10 ¹⁹	約 1.9×10 ¹⁹	約 3.5×10 ¹⁹	約 6.6×10 ¹⁹	約 6.8×10 ¹⁹				
	希ガス類	ヨウ素類	Cs類	Te類	Ba類	Ru類	Ce類	La類																																			
炉心内蓄積量 (Bq)	約 4.0×10 ¹⁹	約 4.0×10 ¹⁹	約 1.7×10 ¹⁹ (約 4.3×10 ¹⁷ **2)	約 2.5×10 ¹⁹	約 2.5×10 ¹⁹	約 4.5×10 ¹⁹	約 8.6×10 ¹⁹	約 8.8×10 ¹⁹																																			
	希ガス類	ヨウ素類	Cs類	Te類	Ba類	Ru類	Ce類	La類																																			
炉心内蓄積量 (Bq)	約 3.1×10 ¹⁹	約 3.1×10 ¹⁹	約 1.3×10 ¹⁹ (約 3.3×10 ¹⁷ **2)	約 1.9×10 ¹⁹	約 1.9×10 ¹⁹	約 3.5×10 ¹⁹	約 6.6×10 ¹⁹	約 6.8×10 ¹⁹																																			

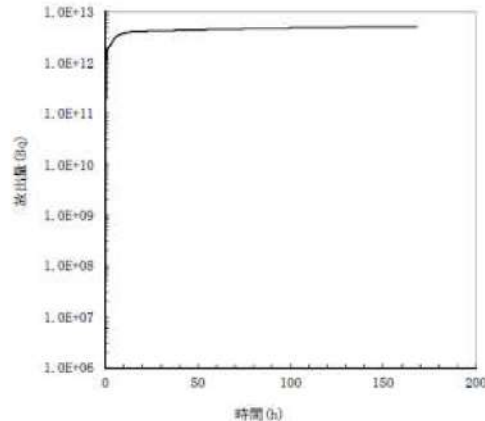
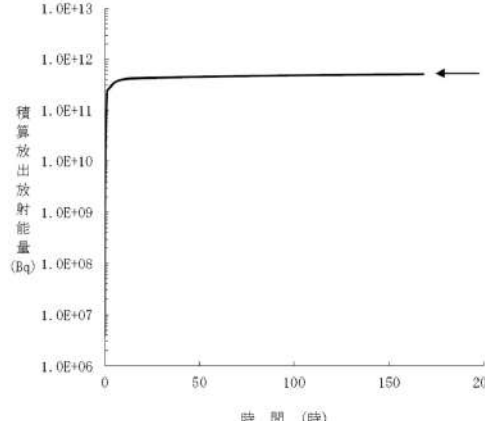
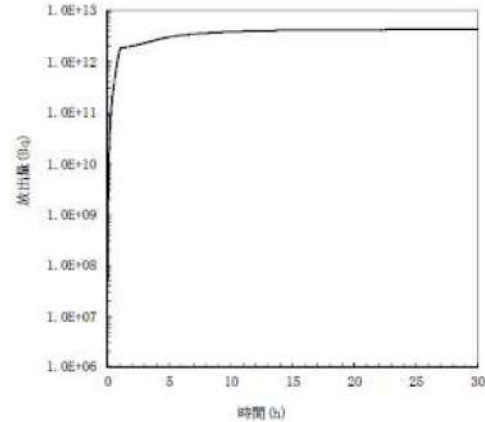
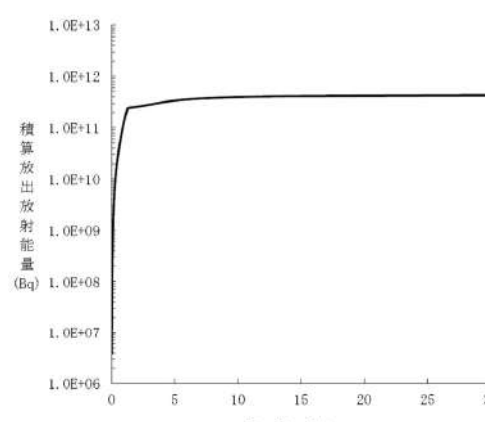
泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.7 Cs-137の大气中への放出放射能評価について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3. 評価結果</p> <p>大飯発電所3号炉（4号炉）のCs-137の大气中への放出放射能量は、事象発生から7日後までのCs-137の放出放射能量の総量を評価した結果、約5.2TBqである。審査ガイドに示された100TBqを下回り、環境への影響を小さくとどめることができる。</p> <p>第3-1図に大気放出過程を、第3-2図に放出放射能量の推移グラフを示す。</p> <div data-bbox="313 446 851 1276"> <p>単位：Bq (GROSS値)</p> <p>第3-1図：Cs-137の大気放出過程</p> </div>	<p>3. 評価結果</p> <p>Cs-137の大气中への放出放射能量は、事象発生から7日後までのCs-137の放出放射能量の総量を評価した結果、約5.1×10¹²Bqである。審査ガイドに示された100TBqを下回り、環境への影響を小さくとどめることができる。</p> <p>図3に大気放出過程を、図4及び図5に放出放射能量の推移グラフを示す。</p> <div data-bbox="1209 446 1881 1276"> <p>単位：Bq (GROSS値)</p> <p>図3 Cs-137の大気放出過程</p> </div>	<p>評価結果の相違</p>

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.7 Cs-137の大気への放出放射能評価について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p data-bbox="219 790 1019 821">第3-2図 (1/2) Cs-137 積算放出放射能(GROSS 値)の推移 (7日間(168時間))</p>	 <p data-bbox="1176 790 1680 821">図4 Cs-137 積算放出放射能の推移 (7日間 (168時間))</p>	
 <p data-bbox="246 1300 974 1332">第3-2図 (2/2) Cs-137 積算放出放射能(GROSS 値)の推移 (30時間)</p>	 <p data-bbox="1220 1300 1635 1332">図5 Cs-137 積算放出放射能の推移 (30時間)</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.7 Cs-137の大気中への放出放射能評価について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																														
<p>【以下、泊同様、55Gwd/t 燃料及びMOX 燃料を装荷している伊方3号炉記載】 ウラン炉心^{*1}及び1 / 4 MOX燃料装荷炉心^{*2}での炉心内蓄積量の比較</p> <p>今回、伊方発電所3号炉のCs-137の環境への放出放射能評価については、ウラン炉心を対象炉心とした。これはウラン炉心と1 / 4 MOX燃料装荷炉心を比較した結果、Cs-137の炉心内蓄積量がウラン炉心のほうが多いためである。環境へ放出されるまでの過程及び低減効果については、ウラン炉心でも1 / 4 MOX装荷炉心でも同じであるため、Cs-137の炉心内蓄積量が多い炉心が、結果として、環境への放出放射能も多くなる。</p> <p>以下、ウラン炉心及び1 / 4 MOX燃料装荷炉心でのCs-137の炉心内蓄積量の比較を示す。主要解析条件を表1に示す。</p> <p style="text-align: center;">表1 主要解析条件</p> <table border="1" data-bbox="219 574 981 790"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="2">主要条件</th> </tr> <tr> <th>ウラン炉心</th> <th>1 / 4 MOX燃料装荷炉心</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>炉心熱出力</td> <td colspan="2">100% (2,652MWt) × 1.02</td> </tr> <tr> <td>原子炉運転時間</td> <td>最高 40,000 時間</td> <td>最高 40,000 時間 (ウラン燃料) 最高 30,000 時間 (MOX燃料)</td> </tr> <tr> <td>炉心内蓄積量</td> <td colspan="2">ORIGEN 2 を用いて算出</td> </tr> </tbody> </table> <p>Cs-137の核分裂収率^{*3}は、プルトニウムは約6.7×10^{-2}、ウランは約6.3×10^{-2}であり、プルトニウムのほうがウランに比べて若干大きいもののほぼ同程度であるため、長半減期核種であるCs-137は、運転時間に応じて蓄積される。ウラン炉心及び1 / 4 MOX燃料装荷炉心のCs-137の炉心内蓄積量を比較した結果、表2に示すとおり、炉心の運転時間が長いことからウラン炉心の炉心内蓄積量が1 / 4 MOX燃料装荷炉心の値を上回っている。よって、ウラン炉心のほうがCs-137の環境への放出放射能は多くなる。</p> <p style="text-align: center;">表2 ウラン炉心及び1 / 4 MOX燃料装荷炉心での炉心内蓄積量及び環境への放出放射能の比較</p> <table border="1" data-bbox="174 1093 952 1236"> <thead> <tr> <th></th> <th>ウラン炉心</th> <th>1 / 4 MOX燃料装荷炉心</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Cs-137の炉心内蓄積量</td> <td>約3.3×10^{17} Bq</td> <td>約3.2×10^{17} Bq</td> </tr> <tr> <td>Cs-137の環境への放出放射能</td> <td>約5.1×10^{11} Bq</td> <td>約4.9×10^{12} Bq</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：燃料集合体最高燃焼度 55,000Mwd/t までのウラン燃料を 100%装荷した炉心 ※2：炉心の約3/4 に燃料集合体最高燃焼度 55,000Mwd/t までのウラン燃料、約1/4 に燃料集合体最高燃焼度 45,000Mwd/t までのMOX燃料を装荷した炉心 ※3：出典：IAEA, Nuclear Data Services, Fission product yields(2013年8月時点) 【ここまで伊方3号炉記載】</p>		主要条件		ウラン炉心	1 / 4 MOX燃料装荷炉心	炉心熱出力	100% (2,652MWt) × 1.02		原子炉運転時間	最高 40,000 時間	最高 40,000 時間 (ウラン燃料) 最高 30,000 時間 (MOX燃料)	炉心内蓄積量	ORIGEN 2 を用いて算出			ウラン炉心	1 / 4 MOX燃料装荷炉心	Cs-137の炉心内蓄積量	約 3.3×10^{17} Bq	約 3.2×10^{17} Bq	Cs-137の環境への放出放射能	約 5.1×10^{11} Bq	約 4.9×10^{12} Bq	<p style="text-align: right;">(別添)</p> <p>ウラン炉心^{*1}及び1/4MOX燃料装荷炉心^{*2}での炉心内蓄積量の比較</p> <p>今回、泊発電所3号炉のCs-137の環境への放出放射能評価については、ウラン炉心を対象炉心とした。これはウラン炉心と1/4MOX燃料装荷炉心を比較した結果、Cs-137の炉心内蓄積量がウラン炉心のほうが多いためである。環境へ放出されるまでの過程及び低減効果については、ウラン炉心でも1/4MOX装荷炉心でも同じであるため、Cs-137の炉心内蓄積量が多い炉心が、結果として、環境への放出放射能も多くなる。</p> <p>以下、ウラン炉心及び1/4MOX燃料装荷炉心でのCs-137の炉心内蓄積量の比較を示す。主要解析条件を表1に示す。</p> <p style="text-align: center;">表1 主要解析条件</p> <table border="1" data-bbox="1126 574 1892 790"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="2">主要条件</th> </tr> <tr> <th>ウラン炉心</th> <th>1 / 4 MOX燃料装荷炉心</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>炉心熱出力</td> <td colspan="2">100% (2,652MWt) × 1.02</td> </tr> <tr> <td>原子炉運転時間</td> <td>最高 40,000 時間</td> <td>最高 40,000 時間 (ウラン燃料) 最高 30,000 時間 (MOX燃料)</td> </tr> <tr> <td>炉心内蓄積量</td> <td colspan="2">ORIGEN 2 を用いて算出</td> </tr> </tbody> </table> <p>Cs-137の核分裂収率^{*3}は、プルトニウムは約6.7×10^{-2}、ウランは約6.3×10^{-2}であり、プルトニウムのほうがウランに比べて若干大きいもののほぼ同程度であるため、長半減期核種であるCs-137は、運転時間に応じて蓄積される。ウラン炉心及び1/4MOX燃料装荷炉心のCs-137の炉心内蓄積量を比較した結果、表2に示すとおり、炉心の運転時間が長いことからウラン炉心の炉心内蓄積量が1/4MOX燃料装荷炉心の値を上回っている。よって、ウラン炉心のほうがCs-137の環境への放出放射能は多くなる。</p> <p style="text-align: center;">表2 ウラン炉心及び1/4MOX燃料装荷炉心での炉心内蓄積量及び環境への放出放射能の比較</p> <table border="1" data-bbox="1104 1093 1915 1236"> <thead> <tr> <th></th> <th>ウラン炉心</th> <th>1/4MOX炉心</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Cs-137の炉心内蓄積量(Bq)</td> <td>約3.3×10^{17}</td> <td>約3.2×10^{17}</td> </tr> <tr> <td>Cs-137の環境への放出放射能(Bq)</td> <td>約5.1×10^{11} (約5.1×10^{-1}TBq)</td> <td>約4.8×10^{11} (約4.8×10^{-1}TBq)</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：燃料集合体最高燃焼度 55,000Mwd/t までのウラン燃料を 100%装荷した炉心 ※2：炉心の約3/4 に燃料集合体最高燃焼度 55,000Mwd/t までのウラン燃料、約1/4 に燃料集合体最高燃焼度 45,000Mwd/t までのMOX燃料を装荷した炉心 ※3：出典：IAEA, Nuclear Data Services, Fission product yields(2013年8月時点)</p>		主要条件		ウラン炉心	1 / 4 MOX燃料装荷炉心	炉心熱出力	100% (2,652MWt) × 1.02		原子炉運転時間	最高 40,000 時間	最高 40,000 時間 (ウラン燃料) 最高 30,000 時間 (MOX燃料)	炉心内蓄積量	ORIGEN 2 を用いて算出			ウラン炉心	1/4MOX炉心	Cs-137の炉心内蓄積量(Bq)	約 3.3×10^{17}	約 3.2×10^{17}	Cs-137の環境への放出放射能(Bq)	約 5.1×10^{11} (約 5.1×10^{-1} TBq)	約 4.8×10^{11} (約 4.8×10^{-1} TBq)	<p>※同様の資料が泊にあったが、伊方ベースに修正</p>
		主要条件																																														
	ウラン炉心	1 / 4 MOX燃料装荷炉心																																														
炉心熱出力	100% (2,652MWt) × 1.02																																															
原子炉運転時間	最高 40,000 時間	最高 40,000 時間 (ウラン燃料) 最高 30,000 時間 (MOX燃料)																																														
炉心内蓄積量	ORIGEN 2 を用いて算出																																															
	ウラン炉心	1 / 4 MOX燃料装荷炉心																																														
Cs-137の炉心内蓄積量	約 3.3×10^{17} Bq	約 3.2×10^{17} Bq																																														
Cs-137の環境への放出放射能	約 5.1×10^{11} Bq	約 4.9×10^{12} Bq																																														
	主要条件																																															
	ウラン炉心	1 / 4 MOX燃料装荷炉心																																														
炉心熱出力	100% (2,652MWt) × 1.02																																															
原子炉運転時間	最高 40,000 時間	最高 40,000 時間 (ウラン燃料) 最高 30,000 時間 (MOX燃料)																																														
炉心内蓄積量	ORIGEN 2 を用いて算出																																															
	ウラン炉心	1/4MOX炉心																																														
Cs-137の炉心内蓄積量(Bq)	約 3.3×10^{17}	約 3.2×10^{17}																																														
Cs-137の環境への放出放射能(Bq)	約 5.1×10^{11} (約 5.1×10^{-1} TBq)	約 4.8×10^{11} (約 4.8×10^{-1} TBq)																																														

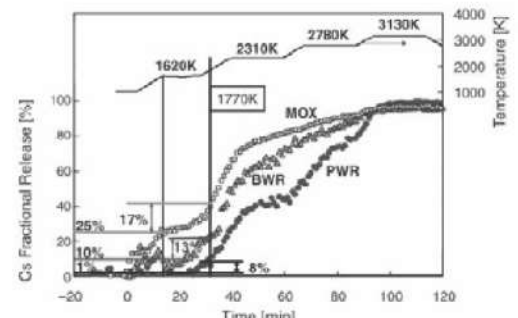
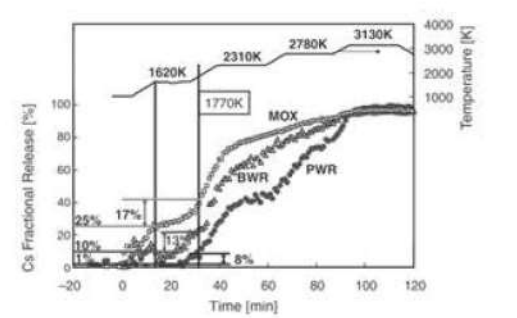
泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.7 Cs-137の大気中への放出放射能評価について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p style="text-align: right;">(別紙1)</p> <p style="text-align: center;">原子炉運転時間について</p> <p>(1) 55GWd/t ウラン炉心</p> <p>55GWd/t ウラン炉心のウラン燃料（取替燃料集合体平均燃焼度 49,000MWd/t）に対する Cs-137 放出量評価においては、原子炉の運転時間を最高 40,000 時間とし、燃料を 1/4 ずつ取り替えるため、各領域に対しそれぞれ 10,000 時間、20,000 時間、30,000 時間、40,000 時間とする。</p> <p>被ばく評価における原子炉の最高運転時間は、以下の式から求めることができる。</p> $\begin{aligned} \text{(運転時間)} &= \frac{\text{(取替燃料集合体平均燃焼度)} \times \text{(炉心ウラン量)}}{\text{(炉心熱出力)}} \\ &= \frac{49,000 \text{ (MWd/t)} \times 74 \text{ (t)} \times 24 \text{ (h/d)}}{2,652 \text{ (MW)}} \\ &= 32,814 \text{ (h)} \Rightarrow 40,000 \text{ 時間} \end{aligned}$ <p>(2) 55GWd/t-1/4MOX 炉心</p> <p>55GWd/t-1/4MOX 炉心のウラン燃料（取替燃料集合体平均燃焼度 48,000MWd/t）に対する Cs-137 放出量評価においては、原子炉の運転時間を最高 40,000 時間とし、燃料を 1/4 ずつ取り替えるため、各領域に対しそれぞれ 10,000 時間、20,000 時間、30,000 時間、40,000 時間とする。</p> <p>MOX 燃料（取替燃料集合体平均燃焼度 38,000MWd/t）に対しては原子炉の運転時間を最高 30,000 時間とし、燃料を 1/3 ずつ取り替えるため、各領域に対しそれぞれ 10,000 時間、20,000 時間、30,000 時間とする。</p> <p>被ばく評価における原子炉の最高運転時間は、各々以下の式から求めることができる。</p> <p><ウラン燃料></p> $\begin{aligned} \text{(運転時間)} &= \frac{\text{(取替燃料集合体平均燃焼度)} \times \text{(炉心ウラン・プルトニウム量)}}{\text{(炉心熱出力)}} \\ &= \frac{48,000 \text{ (MWd/t)} \times 74 \text{ (t)} \times 24 \text{ (h/d)}}{2,652 \text{ (MW)}} \\ &= 32,145 \text{ (h)} \Rightarrow 40,000 \text{ 時間} \end{aligned}$ <p><MOX 燃料></p> $\begin{aligned} \text{(運転時間)} &= \frac{\text{(取替燃料集合体平均燃焼度)} \times \text{(炉心ウラン・プルトニウム量)}}{\text{(炉心熱出力)}} \\ &= \frac{38,000 \text{ (MWd/t)} \times 74 \text{ (t)} \times 24 \text{ (h/d)}}{2,652 \text{ (MW)}} \\ &= 25,448 \text{ (h)} \Rightarrow 30,000 \text{ 時間} \end{aligned}$	<p>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)

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																
<p>【以下、MOX燃料を装荷している玄海3 / 4号炉の記載】</p> <p>一方、国内においても、UO₂燃料とMOX燃料の放射性物質の放出挙動の違いについて研究が実施されており、旧原研のVEGA実験にてCsの挙動について調査がなされている。この実験において、炉心溶融に至るような高温(約3100K)では、燃料ペレットからほぼ全量のCsが放出されるものとしており、また、U燃料とMOX燃料の放出割合は差がないとしている⁽³⁾⁽⁴⁾。VEGA実験にて得られた、PWR燃料、BWR燃料、MOX燃料(ふげん)に対する燃料ペレットの温度とCs放出割合の関係を第1図に、各ペレットの試験条件を第9表に示す⁽⁴⁾</p>  <p>第1図 各燃料におけるCsの放出挙動</p> <p>第9表 各燃料ペレットの試験条件</p> <table border="1" data-bbox="246 1037 940 1308"> <caption>Table 1 Specifications of three types of fuel</caption> <thead> <tr> <th></th> <th>PWR-UO₂</th> <th>BWR-UO₂</th> <th>ATR-MOX</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Pellet diameter^a [mm]</td> <td>8.1</td> <td>10.4</td> <td>12.4</td> </tr> <tr> <td>Density^a [% Theoretical Density]</td> <td>95</td> <td>97</td> <td>95</td> </tr> <tr> <td>Burnup [GWd/t]</td> <td>47</td> <td>56</td> <td>43</td> </tr> <tr> <td>Estimated Pu content after irradiation [wt%]</td> <td>1.1</td> <td>1.2</td> <td>2.9</td> </tr> <tr> <td>Linear heat rate (Average) [kW/m]</td> <td>18</td> <td>26</td> <td>28</td> </tr> <tr> <td>Estimated pellet temperature^b [Center/peripheral (Average)] [K]</td> <td>1000/660</td> <td>1500/870</td> <td>1700/900</td> </tr> <tr> <td>Fission gas release during reactor irradiation [%]</td> <td>0.4</td> <td>12</td> <td>20</td> </tr> </tbody> </table> <p>^aNominal values as fabricated ^bAverage temperature during irradiation</p>		PWR-UO ₂	BWR-UO ₂	ATR-MOX	Pellet diameter ^a [mm]	8.1	10.4	12.4	Density ^a [% Theoretical Density]	95	97	95	Burnup [GWd/t]	47	56	43	Estimated Pu content after irradiation [wt%]	1.1	1.2	2.9	Linear heat rate (Average) [kW/m]	18	26	28	Estimated pellet temperature ^b [Center/peripheral (Average)] [K]	1000/660	1500/870	1700/900	Fission gas release during reactor irradiation [%]	0.4	12	20	<p>(別紙2)</p> <p>MOX燃料からのCsの放出割合について</p> <p>MOX燃料からのCsの放出挙動については、国内では旧原研のVEGA実験(添付-1)にて調査がなされている。この実験において、炉心溶融に至るような高温状態(約3,100K)では、燃料ペレットからほぼ全量のCsが放出されるものとしており、また、ウラン燃料とMOX燃料の放出割合は差がないとしている⁽¹⁾⁽²⁾。VEGA実験にて得られた、PWR燃料、BWR燃料、MOX燃料(ふげん)に対する、燃料ペレットの温度とCs放出割合の関係を図1に、各ペレットの試験条件を表1に示す⁽²⁾。</p>  <p>図1 各燃料におけるCsの放出挙動</p> <p>表1 各燃料ペレットの試験条件</p> <table border="1" data-bbox="1164 1037 1859 1308"> <caption>Table 1 Specifications of three types of fuel</caption> <thead> <tr> <th></th> <th>PWR-UO₂</th> <th>BWR-UO₂</th> <th>ATR-MOX</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Pellet diameter^a [mm]</td> <td>8.1</td> <td>10.4</td> <td>12.4</td> </tr> <tr> <td>Density^a [% Theoretical Density]</td> <td>95</td> <td>97</td> <td>95</td> </tr> <tr> <td>Burnup [GWd/t]</td> <td>47</td> <td>56</td> <td>43</td> </tr> <tr> <td>Estimated Pu content after irradiation [wt%]</td> <td>1.1</td> <td>1.2</td> <td>2.9</td> </tr> <tr> <td>Linear heat rate (Average) [kW/m]</td> <td>18</td> <td>26</td> <td>28</td> </tr> <tr> <td>Estimated pellet temperature^b [Center/peripheral (Average)] [K]</td> <td>1000/660</td> <td>1500/870</td> <td>1700/900</td> </tr> <tr> <td>Fission gas release during reactor irradiation [%]</td> <td>0.4</td> <td>12</td> <td>20</td> </tr> </tbody> </table> <p>^aNominal values as fabricated ^bAverage temperature during irradiation</p>		PWR-UO ₂	BWR-UO ₂	ATR-MOX	Pellet diameter ^a [mm]	8.1	10.4	12.4	Density ^a [% Theoretical Density]	95	97	95	Burnup [GWd/t]	47	56	43	Estimated Pu content after irradiation [wt%]	1.1	1.2	2.9	Linear heat rate (Average) [kW/m]	18	26	28	Estimated pellet temperature ^b [Center/peripheral (Average)] [K]	1000/660	1500/870	1700/900	Fission gas release during reactor irradiation [%]	0.4	12	20	<p>資料構成の相違</p> <p>記載表現の相違</p>
	PWR-UO ₂	BWR-UO ₂	ATR-MOX																																																															
Pellet diameter ^a [mm]	8.1	10.4	12.4																																																															
Density ^a [% Theoretical Density]	95	97	95																																																															
Burnup [GWd/t]	47	56	43																																																															
Estimated Pu content after irradiation [wt%]	1.1	1.2	2.9																																																															
Linear heat rate (Average) [kW/m]	18	26	28																																																															
Estimated pellet temperature ^b [Center/peripheral (Average)] [K]	1000/660	1500/870	1700/900																																																															
Fission gas release during reactor irradiation [%]	0.4	12	20																																																															
	PWR-UO ₂	BWR-UO ₂	ATR-MOX																																																															
Pellet diameter ^a [mm]	8.1	10.4	12.4																																																															
Density ^a [% Theoretical Density]	95	97	95																																																															
Burnup [GWd/t]	47	56	43																																																															
Estimated Pu content after irradiation [wt%]	1.1	1.2	2.9																																																															
Linear heat rate (Average) [kW/m]	18	26	28																																																															
Estimated pellet temperature ^b [Center/peripheral (Average)] [K]	1000/660	1500/870	1700/900																																																															
Fission gas release during reactor irradiation [%]	0.4	12	20																																																															

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.7 Cs-137の大気中への放出放射線量評価について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>この結果を見ると、約1800Kまでの低温領域において、Csの放出割合の上昇率がPWR燃料に比べ、BWR燃料及びMOX燃料は大きいことが分かる。これは、燃料ペレット中心部の結晶粒界気泡中のCsが、比較的低温の燃料ペレット周辺部の開気孔に移動し、Cs放出が始まったためであるとされており、この温度領域のCs放出は、照射中の線出力密度に依存するとしている。試験で用いた各ペレットの平均線出力密度（Linear heat rate(Average) [kW/m]）については表9のとおりであり、PWR燃料に比べ、MOX燃料及びBWR燃料は高い。このため、低温領域においては、MOX燃料の放出割合がPWR燃料よりも大きくなっている。約1800Kから約2800Kまでの温度領域については、燃料ペレットが泡状化または溶解するため、どの燃料についてもCsの放出割合に大きな差はなく、ほぼ全量のCsが放出される結果となっている。</p> <p>従って、UO₂燃料とMOX燃料を比較した場合、低温状態においては、線出力密度の違いによるCs放出割合に差が見られるものの、高温状態においては、Csの放出割合に違いは見られないという結果が示されている。</p> <p>ここで、PWRにおけるMOX炉心の場合、平均線出力密度はUO₂燃料もMOX燃料も変わらないため、MOXペレットの温度についてもほぼUO₂燃料ペレットと同等と考えられることから、条件の近いVEGA実験におけるPWR-UO₂燃料と近い挙動を示すものと考えられる。従って、VEGA実験の考察からも、MOX燃料とUO₂燃料を区別して取り扱うことは不要であると判断できる。</p> <p>一方、NUREG-1465において、燃料が高温となり溶解に至る過程はEarly in-vessel フェーズで表されている。本フェーズにおける燃料からの放出割合については、NUREG/CR-5747⁽⁹⁾にて検討がなされている。STCP (Source Term Code Package) による評価値では、このフェーズにおける燃料から原子炉容器へのCsの放出割合については、ほぼ全量が放出されるとしており、VEGA実験とNUREG/CR-5747は整合したものとなっている。なお、NUREG-1465のEarly in-vessel フェーズにおける原子炉格納容器への放出割合は、このNUREG/CR-5747に示される燃料から原子炉容器への放出割合を基に、1次系での沈着等が考慮された値となっている。第10表、第11表にNUREG/CR-5747における燃料から原子炉容器への放出割合を示す。</p> <p>以上のことから、NUREG-1465に基づいて設定したMOX燃料からの放出割合とVEGA実験におけるMOX燃料からの放出割合は同等と考えられる。</p>	<p>この結果を見ると、約1,800Kまでの低温領域において、Csの放出割合の上昇率が、PWR燃料に比べ、BWR燃料及びMOX燃料は大きいことが分かる。これは、燃料ペレット中心部の結晶粒界気泡中のCsが、比較的低温の燃料ペレット周辺部の開気孔に移動し、Cs放出が始まったためであるとされており、この温度領域のCs放出は、照射中の線出力密度に依存するとしている。試験で用いた各ペレットの平均線出力密度（Linear heat rate(Average) [kW/m]）については表1のとおりであり、PWR燃料に比べ、MOX燃料及びBWR燃料は高い。このため、低温領域においては、MOX燃料の放出割合がPWR燃料よりも大きくなっている。約1,800Kから約2,800Kまでの温度領域では、固体内Cs拡散に伴う放出が支配的となり、温度上昇に応じて放出割合が増加している。2,800K以上の高温領域においては、燃料ペレットが泡状化または溶解するため、どの燃料についてもCsの放出割合に大きな差はなく、ほぼ全量のCsが放出される結果となっている。</p> <p>従って、UO₂燃料とMOX燃料を比較した場合、低温状態においては、線出力密度の違いによるCs放出割合に差が見られるものの、高温状態においては、Csの放出割合に違いは見られないという結果が示されている。</p> <p>ここで、泊発電所3号炉における設置変更許可申請書記載のMOX炉心の場合、平均線出力密度はMOX燃料もUO₂燃料も変わりなく、約17.1kW/mであるため、MOX燃料ペレットの温度についてもほぼUO₂燃料ペレットと同等と考えられることから、条件の近いVEGA実験におけるPWR-UO₂燃料と近い挙動を示すものと考えられる。従って、VEGA実験の考察からも、MOX燃料とUO₂燃料を区別して取り扱うことは不要であると判断できる。</p> <p>一方、NUREG-1465において、燃料が高温となり溶解に至る過程はEarly in-vessel フェーズで表されている。本フェーズにおける燃料からの放出割合については、NUREG/CR-5747⁽⁹⁾にて検討がなされている。STCP (Source Term Code Package) による評価値では、このフェーズにおける燃料から原子炉容器へのCsの放出割合については、ほぼ全量が放出されるとしており、VEGA実験とNUREG/CR-5747は整合したものとなっている。なお、NUREG-1465のEarly in-vessel フェーズにおける原子炉格納容器への放出割合は、このNUREG/CR-5747に示される燃料から原子炉容器への放出割合を基に、1次冷却系での沈着等が考慮された値となっている。表2、表3にNUREG/CR-5747における燃料から原子炉容器への放出割合を示す。</p> <p>以上のことから、NUREG-1465に基づいて設定したMOX燃料からのCs放出割合とVEGA実験におけるMOX燃料からのCs放出割合は同等と考えられる。</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)

大飯発電所3 / 4号炉

第10表 燃料から原子炉容器への放出割合 (PWR、高圧シーケンス)

Table 5.1 STCP Results for Fraction of Initial Core Inventory Released to Vessel Prior to RPV Failure (FCOR) PWR, High RCS Pressure Sequences

	Surrex		Zion		Sequoyah			DCONEE
	TMLC	SDB	TMLC	SDB/SDCF	SDB/SDCF	SDB	TMLC	TMLC
NG	0.98	0.98	1.0	0.99	0.97	0.99	0.97	0.99
I	0.98	0.98	1.0	0.99	0.57	0.99	0.97	0.99
Cs	0.98	0.98	1.0	0.99	0.97	0.99	0.97	0.99
Te	0.46	0.3	0.54	0.43	0.84	0.85	0.38	0.3
Sr	7x10 ⁻⁴	5x10 ⁻⁴	2x10 ⁻³	4x10 ⁻⁴	8x10 ⁻⁴	8x10 ⁻⁴	5X10 ⁻⁴	7x10 ⁻⁴
Ba	0.013	0.01	0.02	8x10 ⁻³	0.01	0.014	0.01	0.013
Ru	10 ⁻⁶	10 ⁻⁶	2x10 ⁻⁶	3x10 ⁻⁷	10 ⁻⁶	2x10 ⁻⁶	10 ⁻⁶	10 ⁻⁶
Ce	0	0	0	0	0	0	0	0
La	10 ⁻⁷	10 ⁻⁷	2x10 ⁻⁷	5x10 ⁻⁸	10 ⁻⁷	10 ⁻⁷	10 ⁻⁷	10 ⁻⁷

第11表 燃料から原子炉容器への放出割合 (PWR、低圧シーケンス)

Table 5.2 STCP Results for Fraction of Initial Core Inventory Released to Vessel Prior to RPV Failure (FCOR) PWR, Low RCS Pressure Sequences

	Surrex		Sequoyah		DCONEE
	Y	AG	TBA	ACD	SIDCF
NG	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
I	1.0	1.0	0.98	1.0	1.0
Cs	1.0	1.0	0.98	1.0	1.0
Te	0.63	0.86	0.80	0.51	0.35
Sr	1.5x10 ⁻³	10 ⁻³	2x10 ⁻³	10 ⁻³	7x10 ⁻⁴
Ba	0.03	0.02	0.04	0.01	0.014
Ru	3x10 ⁻⁶	2x10 ⁻⁶	3x10 ⁻⁶	10 ⁻⁶	10 ⁻⁶
Ce	0	0	0	0	0
La	2x10 ⁻⁷	2x10 ⁻⁷	3x10 ⁻⁷	10 ⁻⁷	10 ⁻⁷

- (3) Akihide HIDAKA, Tamotsu KUDO, Jun ISHIKAWA and Toyoshi FUKETA, Radionuclide Release from Mixed-Oxide Fuel under High Temperature at Elevated Pressure and Influence on Source Term, J. Nucl. Sci. and Technol. 42[5] 451-461 (2005)
- (4) Tamotsu KUDO, Mitsuko KIDA, Takehiko NAKAMURA, Fumihisa NAGASE and Toyoshi FUKETA, "Release of Cesium and Poorly Volatile Elements from UO₂ and MOX Fuels under Sever Accident Conditions" J. Nucl. Sci. and Technol. 44[11], 1421-1427(2007)
- (5) H.P. Nourbakhsh, Estimate of Radionuclide Release Characteristics Into Containment Under Severe Accident Conditions, NUREG/CR-5747, USNRC, 1993

泊発電所3号炉

表2 燃料から原子炉容器への放出割合⁽²⁾ (PWR、高圧シーケンス)

Table 5.1 STCP Results for Fraction of Initial Core Inventory Released to Vessel Prior to RPV Failure (FCOR) PWR, High RCS Pressure Sequences

	Surrex		Zion		Sequoyah			DCONEE
	TMLC	SDB	TMLC	SDB/SDCF	SDB/SDCF	SDB	TMLC	TMLC
NG	0.98	0.98	1.0	0.99	0.57	0.99	0.97	0.99
I	0.98	0.98	1.0	0.99	0.57	0.99	0.97	0.99
Cs	0.98	0.98	1.0	0.99	0.97	0.99	0.97	0.99
Te	0.46	0.3	0.54	0.43	0.84	0.85	0.38	0.3
Sr	7x10 ⁻⁴	5x10 ⁻⁴	2x10 ⁻³	4x10 ⁻⁴	8x10 ⁻⁴	8x10 ⁻⁴	5X10 ⁻⁴	7x10 ⁻⁴
Ba	0.013	0.01	0.02	8x10 ⁻³	0.01	0.014	0.01	0.013
Ru	10 ⁻⁶	10 ⁻⁶	2x10 ⁻⁶	3x10 ⁻⁷	10 ⁻⁶	2x10 ⁻⁶	10 ⁻⁶	10 ⁻⁶
Ce	0	0	0	0	0	0	0	0
La	10 ⁻⁷	10 ⁻⁷	2x10 ⁻⁷	5x10 ⁻⁸	10 ⁻⁷	10 ⁻⁷	10 ⁻⁷	10 ⁻⁷

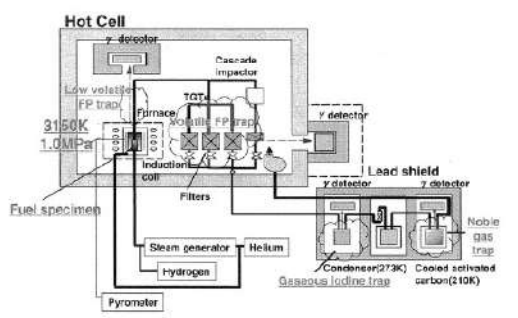
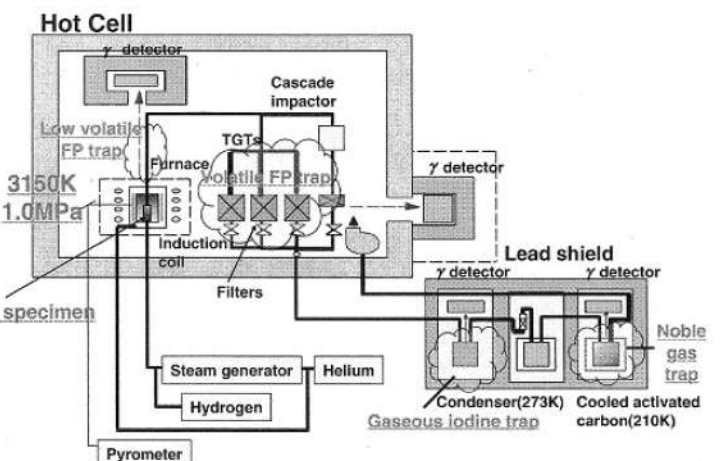
表3 燃料から原子炉容器への放出割合⁽²⁾ (PWR、低圧シーケンス)

Table 5.2 STCP Results for Fraction of Initial Core Inventory Released to Vessel Prior to RPV Failure (FCOR) PWR, Low RCS Pressure Sequences

	Surrex		Sequoyah		DCONEE
	Y	AG	TBA	ACD	SIDCF
NG	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
I	1.0	1.0	0.98	1.0	1.0
Cs	1.0	1.0	0.98	1.0	1.0
Te	0.63	0.86	0.80	0.51	0.35
Sr	1.5x10 ⁻³	10 ⁻³	2x10 ⁻³	10 ⁻³	7x10 ⁻⁴
Ba	0.03	0.02	0.04	0.01	0.014
Ru	3x10 ⁻⁶	2x10 ⁻⁶	3x10 ⁻⁶	10 ⁻⁶	10 ⁻⁶
Ce	0	0	0	0	0
La	2x10 ⁻⁷	2x10 ⁻⁷	3x10 ⁻⁷	10 ⁻⁷	10 ⁻⁷

- (1) Akihide HIDAKA, Tamotsu KUDO, Jun ISHIKAWA and Toyoshi FUKETA, Radionuclide Release from Mixed-Oxide Fuel under High Temperature at Elevated Pressure and Influence on Source Term, J. Nucl. Sci. and Technol. 42[5] 451-461 (2005)
- (2) Tamotsu KUDO, Mitsuko KIDA, Takehiko NAKAMURA, Fumihisa NAGASE and Toyoshi FUKETA, "Release of Cesium and Poorly Volatile Elements from UO₂ and MOX Fuels under Sever Accident Conditions" J. Nucl. Sci. and Technol. 44[11], 1421-1427(2007)
- (3) H.P. Nourbakhsh, Estimate of Radionuclide Release Characteristics Into Containment Under Severe Accident Conditions, NUREG/CR-5747, USNRC, 1993

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)

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																														
<p style="text-align: center;">(参考1)</p> <p style="text-align: center;">VEGA実験の概要について</p> <p>実験体系</p>  <p>燃料の緒元</p> <table border="1" data-bbox="291 718 761 1037"> <thead> <tr> <th></th> <th>MOX (ATR Fugen) VEGA-M1,-M2</th> <th>UO₂ (PWR) VEGA-3</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Pellet diameter (mm)</td><td>12.4</td><td>8.05</td></tr> <tr><td>Pellet height (mm)</td><td>13</td><td>9.7</td></tr> <tr><td>Theoretical density (%)</td><td>95</td><td>95</td></tr> <tr><td>Density (g/cm³)</td><td>10.96</td><td>10.96</td></tr> <tr><td>Cladding inside diameter (mm)</td><td>12.7</td><td>8.22</td></tr> <tr><td>Cladding external diameter (mm)</td><td>14.6</td><td>9.5</td></tr> <tr><td>Burn up (GWd/t)</td><td>43</td><td>47</td></tr> <tr><td>Fissile Pu enrichment (wt%)</td><td>4.83</td><td>0</td></tr> <tr><td>Initial Fu enrichment (wt%)</td><td>5.66</td><td>0</td></tr> <tr><td>Pu after irradiation (wt%)</td><td>1.7</td><td>0.9</td></tr> <tr><td>Initial ²³⁵U enrichment (wt%)</td><td>0.7</td><td>4.1</td></tr> <tr><td>²³⁵U after irradiation (wt%)</td><td>0.2</td><td>0.6</td></tr> </tbody> </table> <p>実験方法</p> <p>供試体 (ペレット) を2773Kから3123Kまで加熱し、放出されたFPを水蒸気/Heで下流側へ送ってγ線計測を実施し、FP放出割合を算定。</p> <p>【ここまで玄海3 / 4号炉の記載】</p>		MOX (ATR Fugen) VEGA-M1,-M2	UO ₂ (PWR) VEGA-3	Pellet diameter (mm)	12.4	8.05	Pellet height (mm)	13	9.7	Theoretical density (%)	95	95	Density (g/cm ³)	10.96	10.96	Cladding inside diameter (mm)	12.7	8.22	Cladding external diameter (mm)	14.6	9.5	Burn up (GWd/t)	43	47	Fissile Pu enrichment (wt%)	4.83	0	Initial Fu enrichment (wt%)	5.66	0	Pu after irradiation (wt%)	1.7	0.9	Initial ²³⁵ U enrichment (wt%)	0.7	4.1	²³⁵ U after irradiation (wt%)	0.2	0.6	<p style="text-align: center;">添付-1</p> <p style="text-align: center;">VEGA 実験の概要について</p> <p>実験体系</p>  <p>実験方法</p> <p>供試体 (ペレット) を2,773Kから3,123Kまで加熱し、放出されたFPを水蒸気/Heで下流側へ送ってγ線計測を実施し、FP放出割合を算定。</p> <p>燃料の緒元</p> <table border="1" data-bbox="1209 1021 1612 1324"> <thead> <tr> <th></th> <th>MOX (ATR Fugen) VEGA-M1,-M2</th> <th>UO₂ (PWR) VEGA-3</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Pellet diameter (mm)</td><td>12.4</td><td>8.05</td></tr> <tr><td>Pellet height (mm)</td><td>13</td><td>9.7</td></tr> <tr><td>Theoretical density (%)</td><td>95</td><td>95</td></tr> <tr><td>Density (g/cm³)</td><td>10.96</td><td>10.96</td></tr> <tr><td>Cladding inside diameter (mm)</td><td>12.7</td><td>8.22</td></tr> <tr><td>Cladding external diameter (mm)</td><td>14.6</td><td>9.5</td></tr> <tr><td>Burn up (GWd/t)</td><td>43</td><td>47</td></tr> <tr><td>Fissile Pu enrichment (wt%)</td><td>4.83</td><td>0</td></tr> <tr><td>Initial Pu enrichment (wt%)</td><td>5.66</td><td>0</td></tr> <tr><td>Pu after irradiation (wt%)</td><td>1.7</td><td>0.9</td></tr> <tr><td>Initial ²³⁵U enrichment (wt%)</td><td>0.7</td><td>4.1</td></tr> <tr><td>²³⁵U after irradiation (wt%)</td><td>0.2</td><td>0.6</td></tr> </tbody> </table>		MOX (ATR Fugen) VEGA-M1,-M2	UO ₂ (PWR) VEGA-3	Pellet diameter (mm)	12.4	8.05	Pellet height (mm)	13	9.7	Theoretical density (%)	95	95	Density (g/cm ³)	10.96	10.96	Cladding inside diameter (mm)	12.7	8.22	Cladding external diameter (mm)	14.6	9.5	Burn up (GWd/t)	43	47	Fissile Pu enrichment (wt%)	4.83	0	Initial Pu enrichment (wt%)	5.66	0	Pu after irradiation (wt%)	1.7	0.9	Initial ²³⁵ U enrichment (wt%)	0.7	4.1	²³⁵ U after irradiation (wt%)	0.2	0.6	
	MOX (ATR Fugen) VEGA-M1,-M2	UO ₂ (PWR) VEGA-3																																																																														
Pellet diameter (mm)	12.4	8.05																																																																														
Pellet height (mm)	13	9.7																																																																														
Theoretical density (%)	95	95																																																																														
Density (g/cm ³)	10.96	10.96																																																																														
Cladding inside diameter (mm)	12.7	8.22																																																																														
Cladding external diameter (mm)	14.6	9.5																																																																														
Burn up (GWd/t)	43	47																																																																														
Fissile Pu enrichment (wt%)	4.83	0																																																																														
Initial Fu enrichment (wt%)	5.66	0																																																																														
Pu after irradiation (wt%)	1.7	0.9																																																																														
Initial ²³⁵ U enrichment (wt%)	0.7	4.1																																																																														
²³⁵ U after irradiation (wt%)	0.2	0.6																																																																														
	MOX (ATR Fugen) VEGA-M1,-M2	UO ₂ (PWR) VEGA-3																																																																														
Pellet diameter (mm)	12.4	8.05																																																																														
Pellet height (mm)	13	9.7																																																																														
Theoretical density (%)	95	95																																																																														
Density (g/cm ³)	10.96	10.96																																																																														
Cladding inside diameter (mm)	12.7	8.22																																																																														
Cladding external diameter (mm)	14.6	9.5																																																																														
Burn up (GWd/t)	43	47																																																																														
Fissile Pu enrichment (wt%)	4.83	0																																																																														
Initial Pu enrichment (wt%)	5.66	0																																																																														
Pu after irradiation (wt%)	1.7	0.9																																																																														
Initial ²³⁵ U enrichment (wt%)	0.7	4.1																																																																														
²³⁵ U after irradiation (wt%)	0.2	0.6																																																																														

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.8 原子炉格納容器への核分裂生成物の放出割合の設定について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																																																
<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.1.8</p> <p style="text-align: center;">原子炉格納容器への核分裂生成物の放出割合の設定について</p> <p>本評価では、原子炉格納容器への核分裂生成物の放出割合の設定について、重大事故時までの洞察を含む米国の代表的なソースタームであるNUREG-1465に示された放出割合、放出時間を用いている。</p> <p>1. NUREG-1465の放出割合、放出時間の適用性について</p> <p>NUREG-1465¹のソースタームは、燃料被覆管破損時点より、原子炉格納容器が破損しデブリが炉外に放出される状態に至るまでを対象としたものであり、本評価で想定している事故シーケンスと同様のシーケンスについても対象に含まれている。NUREG-1465で対象としているシーケンスを第1表に示す。</p> <p style="text-align: center;">第1表 NUREG-1465 で対象としているシーケンス</p> <table border="1" data-bbox="313 606 784 1149"> <caption>Table 3.2 PWR Source Term Contributing Sequences</caption> <thead> <tr> <th>Plant</th> <th>Sequence</th> <th>Description</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="5">Surry</td> <td>AG</td> <td>LOCA (hot leg), no containment heat removal systems</td> </tr> <tr> <td>TMLB¹</td> <td>LOOR, no PCS and no APWS</td> </tr> <tr> <td>V</td> <td>Interfacing system LOCA</td> </tr> <tr> <td>S3B</td> <td>SBO with RCP seal LOCA</td> </tr> <tr> <td>S2D-8</td> <td>SBLOCA, no ECCS and H₂ combustion</td> </tr> <tr> <td rowspan="5"> Zion</td> <td>S2DCR</td> <td>LOCA (7*), no ECCS no CSRS</td> </tr> <tr> <td>S2DCF1</td> <td>LOCA RCP seal, no ECCS, no containment sprays, no coolers—H₂ burn or DCH fails containment</td> </tr> <tr> <td>S2DCF2</td> <td>S2DCF1 except late H₂ or overpressure failure of containment</td> </tr> <tr> <td>TMLU</td> <td>Transient, no PCS, no ECCS, no APWS—DCH fails containment</td> </tr> <tr> <td>Occene 3</td> <td>SBO, no active ESF systems</td> </tr> <tr> <td rowspan="10">Sequoyah</td> <td>S3HF1</td> <td>LOCA RCP, no ECCS, no CSRS with reactor cavity flooded</td> </tr> <tr> <td>S3HF2</td> <td>S3HF1 with hot leg induced LOCA</td> </tr> <tr> <td>S3HF3</td> <td>S3HF1 with dry reactor cavity</td> </tr> <tr> <td>S3B</td> <td>LOCA (6*) with SBO</td> </tr> <tr> <td>T3A</td> <td>SBO induces hot leg LOCA—hydrogen burn fails containment</td> </tr> <tr> <td>ACD</td> <td>LOCA (hot leg), no ECCS no CS</td> </tr> <tr> <td>S3B1</td> <td>SBO delayed 4 RCP seal failures, only steam driven APW operates</td> </tr> <tr> <td>S3HF</td> <td>LOCA (RCP seal), no ECCS, no CSRS</td> </tr> <tr> <td>S3H</td> <td>LOCA (RCP seal) no ECC recirculation</td> </tr> <tr> <td>SBO</td> <td>Station Blackout</td> <td>LOCA</td> <td>Loss of Coolant Accident</td> </tr> <tr> <td>RCP</td> <td>Reactor Coolant Pump</td> <td>DCH</td> <td>Direct Containment Heating</td> </tr> <tr> <td>PCS</td> <td>Power Conversion System</td> <td>ESF</td> <td>Engineered Safety Feature</td> </tr> <tr> <td>CS</td> <td>Containment Spray</td> <td>CSRS</td> <td>CS Recirculation System</td> </tr> <tr> <td>ATWS</td> <td>Anticipated Transient Without Scram</td> <td>LOOP</td> <td>Loss of Offsite Power</td> </tr> </tbody> </table> <p>NUREG-1465 では、重大事故時に炉心から原子炉格納容器へ放出される核分裂生成物の割合について第2表のような事象進展各フェーズに対する放出割合、放出時間を設定している。</p> <p>NUREG-1465 の中でも述べられているように、NUREG-1465のソースタームは炉心熔融に至る種々の事故シーケンスを基にした代表的なソースタームである。特に、炉心損傷後に環境に放出される放射性物質が大きくなる観点で支配的なシーケンスとして、本評価で対象としている「大破断 LOCA 時に ECCS 注入および CV スプレイ注入を失敗するシーケンス」を含む低圧シーケンスを代表するよう設定されたものである。</p>	Plant	Sequence	Description	Surry	AG	LOCA (hot leg), no containment heat removal systems	TMLB ¹	LOOR, no PCS and no APWS	V	Interfacing system LOCA	S3B	SBO with RCP seal LOCA	S2D-8	SBLOCA, no ECCS and H ₂ combustion	Zion	S2DCR	LOCA (7*), no ECCS no CSRS	S2DCF1	LOCA RCP seal, no ECCS, no containment sprays, no coolers—H ₂ burn or DCH fails containment	S2DCF2	S2DCF1 except late H ₂ or overpressure failure of containment	TMLU	Transient, no PCS, no ECCS, no APWS—DCH fails containment	Occene 3	SBO, no active ESF systems	Sequoyah	S3HF1	LOCA RCP, no ECCS, no CSRS with reactor cavity flooded	S3HF2	S3HF1 with hot leg induced LOCA	S3HF3	S3HF1 with dry reactor cavity	S3B	LOCA (6*) with SBO	T3A	SBO induces hot leg LOCA—hydrogen burn fails containment	ACD	LOCA (hot leg), no ECCS no CS	S3B1	SBO delayed 4 RCP seal failures, only steam driven APW operates	S3HF	LOCA (RCP seal), no ECCS, no CSRS	S3H	LOCA (RCP seal) no ECC recirculation	SBO	Station Blackout	LOCA	Loss of Coolant Accident	RCP	Reactor Coolant Pump	DCH	Direct Containment Heating	PCS	Power Conversion System	ESF	Engineered Safety Feature	CS	Containment Spray	CSRS	CS Recirculation System	ATWS	Anticipated Transient Without Scram	LOOP	Loss of Offsite Power	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.1.8</p> <p style="text-align: center;">原子炉格納容器への核分裂生成物の放出割合の設定について</p> <p>本評価では、原子炉格納容器への核分裂生成物の放出割合の設定について、重大事故時までの洞察を含む米国の代表的なソースタームである NUREG-1465 に示された放出割合、放出時間を用いている。</p> <p>1. NUREG-1465 の放出割合、放出時間の適用性について</p> <p>NUREG-1465¹のソースタームは、燃料被覆管破損時点より、原子炉容器が破損しデブリが炉外に放出される状態に至るまでを対象としたものであり、本評価で想定している事故シーケンスと同様のシーケンスについても対象に含まれている。NUREG-1465 で対象としているシーケンスを表1に示す。</p> <p style="text-align: center;">表1 NUREG-1465で対象としているシーケンス</p> <table border="1" data-bbox="1276 622 1680 1149"> <caption>Table 3.2 PWR Source Term Contributing Sequences</caption> <thead> <tr> <th>Plant</th> <th>Sequence</th> <th>Description</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="5">Surry</td> <td>AG</td> <td>LOCA (hot leg), no containment heat removal systems</td> </tr> <tr> <td>TMLB¹</td> <td>LOOR, no PCS and no APWS</td> </tr> <tr> <td>V</td> <td>Interfacing system LOCA</td> </tr> <tr> <td>S3B</td> <td>SBO with RCP seal LOCA</td> </tr> <tr> <td>S2D-8</td> <td>SBLOCA, no ECCS and H₂ combustion</td> </tr> <tr> <td rowspan="5"> Zion</td> <td>S2DCR</td> <td>LOCA (7*), no ECCS no CSRS</td> </tr> <tr> <td>S2DCF1</td> <td>LOCA RCP seal, no ECCS, no containment sprays, no coolers—H₂ burn or DCH fails containment</td> </tr> <tr> <td>S2DCF2</td> <td>S2DCF1 except late H₂ or overpressure failure of containment</td> </tr> <tr> <td>TMLU</td> <td>Transient, no PCS, no ECCS, no APWS—DCH fails containment</td> </tr> <tr> <td>Occene 3</td> <td>SBO, no active ESF systems</td> </tr> <tr> <td rowspan="10">Sequoyah</td> <td>S3HF1</td> <td>LOCA RCP, no ECCS, no CSRS with reactor cavity flooded</td> </tr> <tr> <td>S3HF2</td> <td>S3HF1 with hot leg induced LOCA</td> </tr> <tr> <td>S3HF3</td> <td>S3HF1 with dry reactor cavity</td> </tr> <tr> <td>S3B</td> <td>LOCA (6*) with SBO</td> </tr> <tr> <td>T3A</td> <td>SBO induces hot leg LOCA—hydrogen burn fails containment</td> </tr> <tr> <td>ACD</td> <td>LOCA (hot leg), no ECCS no CS</td> </tr> <tr> <td>S3B1</td> <td>SBO delayed 4 RCP seal failures, only steam driven APW operates</td> </tr> <tr> <td>S3HF</td> <td>LOCA (RCP seal), no ECCS, no CSRS</td> </tr> <tr> <td>S3H</td> <td>LOCA (RCP seal) no ECC recirculation</td> </tr> <tr> <td>SBO</td> <td>Station Blackout</td> <td>LOCA</td> <td>Loss of Coolant Accident</td> </tr> <tr> <td>RCP</td> <td>Reactor Coolant Pump</td> <td>DCH</td> <td>Direct Containment Heating</td> </tr> <tr> <td>PCS</td> <td>Power Conversion System</td> <td>ESF</td> <td>Engineered Safety Feature</td> </tr> <tr> <td>CS</td> <td>Containment Spray</td> <td>CSRS</td> <td>CS Recirculation System</td> </tr> <tr> <td>ATWS</td> <td>Anticipated Transient Without Scram</td> <td>LOOP</td> <td>Loss of Offsite Power</td> </tr> </tbody> </table> <p>NUREG-1465 では、重大事故時に炉心から原子炉格納容器へ放出される核分裂生成物の割合について表2のような事象進展各フェーズに対する放出割合、放出時間を設定している。</p> <p>NUREG-1465 の中でも述べられているように、NUREG-1465のソースタームは炉心熔融に至る種々の事故シーケンスを基にした代表的なソースタームである。特に、炉心損傷後に環境に放出される放射性物質が大きくなる観点で支配的なシーケンスとして、本評価で対象としている「大破断 LOCA 時に ECCS 注入及び CV スプレイ注入を失敗するシーケンス」を含む低圧シーケンスを代表するよう設定されたものである。</p>	Plant	Sequence	Description	Surry	AG	LOCA (hot leg), no containment heat removal systems	TMLB ¹	LOOR, no PCS and no APWS	V	Interfacing system LOCA	S3B	SBO with RCP seal LOCA	S2D-8	SBLOCA, no ECCS and H ₂ combustion	Zion	S2DCR	LOCA (7*), no ECCS no CSRS	S2DCF1	LOCA RCP seal, no ECCS, no containment sprays, no coolers—H ₂ burn or DCH fails containment	S2DCF2	S2DCF1 except late H ₂ or overpressure failure of containment	TMLU	Transient, no PCS, no ECCS, no APWS—DCH fails containment	Occene 3	SBO, no active ESF systems	Sequoyah	S3HF1	LOCA RCP, no ECCS, no CSRS with reactor cavity flooded	S3HF2	S3HF1 with hot leg induced LOCA	S3HF3	S3HF1 with dry reactor cavity	S3B	LOCA (6*) with SBO	T3A	SBO induces hot leg LOCA—hydrogen burn fails containment	ACD	LOCA (hot leg), no ECCS no CS	S3B1	SBO delayed 4 RCP seal failures, only steam driven APW operates	S3HF	LOCA (RCP seal), no ECCS, no CSRS	S3H	LOCA (RCP seal) no ECC recirculation	SBO	Station Blackout	LOCA	Loss of Coolant Accident	RCP	Reactor Coolant Pump	DCH	Direct Containment Heating	PCS	Power Conversion System	ESF	Engineered Safety Feature	CS	Containment Spray	CSRS	CS Recirculation System	ATWS	Anticipated Transient Without Scram	LOOP	Loss of Offsite Power	
Plant	Sequence	Description																																																																																																																																
Surry	AG	LOCA (hot leg), no containment heat removal systems																																																																																																																																
	TMLB ¹	LOOR, no PCS and no APWS																																																																																																																																
	V	Interfacing system LOCA																																																																																																																																
	S3B	SBO with RCP seal LOCA																																																																																																																																
	S2D-8	SBLOCA, no ECCS and H ₂ combustion																																																																																																																																
Zion	S2DCR	LOCA (7*), no ECCS no CSRS																																																																																																																																
	S2DCF1	LOCA RCP seal, no ECCS, no containment sprays, no coolers—H ₂ burn or DCH fails containment																																																																																																																																
	S2DCF2	S2DCF1 except late H ₂ or overpressure failure of containment																																																																																																																																
	TMLU	Transient, no PCS, no ECCS, no APWS—DCH fails containment																																																																																																																																
	Occene 3	SBO, no active ESF systems																																																																																																																																
Sequoyah	S3HF1	LOCA RCP, no ECCS, no CSRS with reactor cavity flooded																																																																																																																																
	S3HF2	S3HF1 with hot leg induced LOCA																																																																																																																																
	S3HF3	S3HF1 with dry reactor cavity																																																																																																																																
	S3B	LOCA (6*) with SBO																																																																																																																																
	T3A	SBO induces hot leg LOCA—hydrogen burn fails containment																																																																																																																																
	ACD	LOCA (hot leg), no ECCS no CS																																																																																																																																
	S3B1	SBO delayed 4 RCP seal failures, only steam driven APW operates																																																																																																																																
	S3HF	LOCA (RCP seal), no ECCS, no CSRS																																																																																																																																
	S3H	LOCA (RCP seal) no ECC recirculation																																																																																																																																
	SBO	Station Blackout	LOCA	Loss of Coolant Accident																																																																																																																														
RCP	Reactor Coolant Pump	DCH	Direct Containment Heating																																																																																																																															
PCS	Power Conversion System	ESF	Engineered Safety Feature																																																																																																																															
CS	Containment Spray	CSRS	CS Recirculation System																																																																																																																															
ATWS	Anticipated Transient Without Scram	LOOP	Loss of Offsite Power																																																																																																																															
Plant	Sequence	Description																																																																																																																																
Surry	AG	LOCA (hot leg), no containment heat removal systems																																																																																																																																
	TMLB ¹	LOOR, no PCS and no APWS																																																																																																																																
	V	Interfacing system LOCA																																																																																																																																
	S3B	SBO with RCP seal LOCA																																																																																																																																
	S2D-8	SBLOCA, no ECCS and H ₂ combustion																																																																																																																																
Zion	S2DCR	LOCA (7*), no ECCS no CSRS																																																																																																																																
	S2DCF1	LOCA RCP seal, no ECCS, no containment sprays, no coolers—H ₂ burn or DCH fails containment																																																																																																																																
	S2DCF2	S2DCF1 except late H ₂ or overpressure failure of containment																																																																																																																																
	TMLU	Transient, no PCS, no ECCS, no APWS—DCH fails containment																																																																																																																																
	Occene 3	SBO, no active ESF systems																																																																																																																																
Sequoyah	S3HF1	LOCA RCP, no ECCS, no CSRS with reactor cavity flooded																																																																																																																																
	S3HF2	S3HF1 with hot leg induced LOCA																																																																																																																																
	S3HF3	S3HF1 with dry reactor cavity																																																																																																																																
	S3B	LOCA (6*) with SBO																																																																																																																																
	T3A	SBO induces hot leg LOCA—hydrogen burn fails containment																																																																																																																																
	ACD	LOCA (hot leg), no ECCS no CS																																																																																																																																
	S3B1	SBO delayed 4 RCP seal failures, only steam driven APW operates																																																																																																																																
	S3HF	LOCA (RCP seal), no ECCS, no CSRS																																																																																																																																
	S3H	LOCA (RCP seal) no ECC recirculation																																																																																																																																
	SBO	Station Blackout	LOCA	Loss of Coolant Accident																																																																																																																														
RCP	Reactor Coolant Pump	DCH	Direct Containment Heating																																																																																																																															
PCS	Power Conversion System	ESF	Engineered Safety Feature																																																																																																																															
CS	Containment Spray	CSRS	CS Recirculation System																																																																																																																															
ATWS	Anticipated Transient Without Scram	LOOP	Loss of Offsite Power																																																																																																																															

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.8 原子炉格納容器への核分裂生成物の放出割合の設定について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																																				
<p>1 Accident Source Terms for Light-Water Nuclear Power Plants</p> <p>第2表 原子炉格納容器への放出割合（NUREG-1465 Table3.13）</p> <table border="1" data-bbox="224 303 918 542"> <thead> <tr> <th>Gap Release***</th> <th>Early In-Vessel</th> <th>Ex-Vessel</th> <th>Late In-Vessel</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Duration (Hours)</td><td>0.5</td><td>1.3</td><td>2.0</td><td>10.0</td></tr> <tr><td>Noble Gases**</td><td>0.05</td><td>0.95</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>Halogens</td><td>0.05</td><td>0.35</td><td>0.25</td><td>0.1</td></tr> <tr><td>Alkali Metals</td><td>0.05</td><td>0.25</td><td>0.35</td><td>0.1</td></tr> <tr><td>Tellurium group</td><td>0</td><td>0.05</td><td>0.25</td><td>0.005</td></tr> <tr><td>Barium, Strontium</td><td>0</td><td>0.02</td><td>0.1</td><td>0</td></tr> <tr><td>Noble Metals</td><td>0</td><td>0.0025</td><td>0.0025</td><td>0</td></tr> <tr><td>Cerium group</td><td>0</td><td>0.0005</td><td>0.005</td><td>0</td></tr> <tr><td>Lanthanides</td><td>0</td><td>0.0002</td><td>0.005</td><td>0</td></tr> </tbody> </table> <p> * Values shown are fractions of core inventory. ** See Table 3.8 for a listing of the elements in each group *** Gap release is 3 percent if long-term fuel cooling is maintained. </p> <p>事象進展の各フェーズは大きく以下のように整理されている。</p> <ul style="list-style-type: none"> Gap-Release/Early In-Vessel 燃料被覆管損傷後のギャップからの放出（Gap-Release）と、燃料の溶融に伴う原子炉容器損傷までの炉心からの放出（Early In-Vessel）を想定。 Ex-Vessel/Late In-Vessel 原子炉容器損傷後、炉外の溶融炉心からの放出（Ex-Vessel）及び1次系に沈着した核分裂生成物の放出（Late In-Vessel）を想定。 <p>事象が発生してから炉心が溶融を開始し、原子炉容器が破損する事象進展のタイミングについて、MAAPを用いた大飯3号機及び4号機の解析結果とNUREG-1465の想定を比較すると、第3表のとおりとなる。</p> <p>第3表 溶融を開始から原子炉容器が破損するまでのタイミングの比較</p> <table border="1" data-bbox="246 1037 873 1212"> <thead> <tr> <th></th> <th>燃料被覆管損傷が開始し、ギャップから放射性物質が放出される期間</th> <th>炉心溶融が開始し、溶融燃料が原子炉容器を破損するまでの期間</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>MAAP</td> <td>0～約21分</td> <td>約21分～約1.4時間</td> </tr> <tr> <td>NUREG-1465</td> <td>0～30分</td> <td>30分～1.8時間</td> </tr> </tbody> </table> <p>炉心溶融開始および原子炉容器損傷のタイミングについては、ほぼ同じであり、核分裂生成物が大量に放出される初期の事象進展に大きな差はないと判断している。</p> <p>NUREG-1465のソースタームは、低燃焼度燃料を対象にしている。そのため、米国において、NUREG-1465のソースターム（以下、「更新ソースターム」という）を高燃焼度燃料及びMOX燃料に適用する場合の課題に関し、1999年に第461回ACRS(Advisory Committee on Reactor Safeguards)全体会議において</p>	Gap Release***	Early In-Vessel	Ex-Vessel	Late In-Vessel	Duration (Hours)	0.5	1.3	2.0	10.0	Noble Gases**	0.05	0.95	0	0	Halogens	0.05	0.35	0.25	0.1	Alkali Metals	0.05	0.25	0.35	0.1	Tellurium group	0	0.05	0.25	0.005	Barium, Strontium	0	0.02	0.1	0	Noble Metals	0	0.0025	0.0025	0	Cerium group	0	0.0005	0.005	0	Lanthanides	0	0.0002	0.005	0		燃料被覆管損傷が開始し、ギャップから放射性物質が放出される期間	炉心溶融が開始し、溶融燃料が原子炉容器を破損するまでの期間	MAAP	0～約21分	約21分～約1.4時間	NUREG-1465	0～30分	30分～1.8時間	<p>1 Accident Source Terms for Light-Water Nuclear Power Plants</p> <p>表2 原子炉格納容器への放出割合（NUREG-1465 Table3.13）</p> <table border="1" data-bbox="1164 319 1792 574"> <thead> <tr> <th>Gap Release***</th> <th>Early In-Vessel</th> <th>Ex-Vessel</th> <th>Late In-Vessel</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Duration (Hours)</td><td>0.5</td><td>1.3</td><td>2.0</td><td>10.0</td></tr> <tr><td>Noble Gases**</td><td>0.05</td><td>0.95</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>Halogens</td><td>0.05</td><td>0.35</td><td>0.25</td><td>0.1</td></tr> <tr><td>Alkali Metals</td><td>0.05</td><td>0.25</td><td>0.35</td><td>0.1</td></tr> <tr><td>Tellurium group</td><td>0</td><td>0.05</td><td>0.25</td><td>0.005</td></tr> <tr><td>Barium, Strontium</td><td>0</td><td>0.02</td><td>0.1</td><td>0</td></tr> <tr><td>Noble Metals</td><td>0</td><td>0.0025</td><td>0.0025</td><td>0</td></tr> <tr><td>Cerium group</td><td>0</td><td>0.0005</td><td>0.005</td><td>0</td></tr> <tr><td>Lanthanides</td><td>0</td><td>0.0002</td><td>0.005</td><td>0</td></tr> </tbody> </table> <p> * Values shown are fractions of core inventory. ** See Table 3.8 for a listing of the elements in each group *** Gap release is 3 percent if long-term fuel cooling is maintained. </p> <p>事象進展の各フェーズは大きく以下のように整理されている。</p> <ul style="list-style-type: none"> Gap-Release/Early In-Vessel 燃料被覆管損傷後のギャップからの放出（Gap-Release）と、燃料の溶融に伴う原子炉容器損傷までの炉心からの放出（Early In-Vessel）を想定。 Ex-Vessel/Late In-Vessel 原子炉容器損傷後、炉外の溶融炉心からの放出（Ex-Vessel）及び1次系に沈着した核分裂生成物の放出（Late In-Vessel）を想定。 <p>事象が発生してから炉心が溶融を開始し、原子炉容器が破損する事象進展のタイミングについて、MAAPを用いた解析結果とNUREG-1465の想定を比較すると、表3のとおりとなる。</p> <p>表3 溶融を開始から原子炉容器が破損するまでのタイミングの比較</p> <table border="1" data-bbox="1187 1037 1747 1212"> <thead> <tr> <th></th> <th>燃料被覆管損傷が開始し、ギャップから放射性物質が放出される期間</th> <th>炉心溶融が開始し、溶融燃料が原子炉容器を破損するまでの期間</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>MAAP</td> <td>0～約19分</td> <td>約19分～約1.6時間</td> </tr> <tr> <td>NUREG-1465</td> <td>0～30分</td> <td>30分～1.8時間</td> </tr> </tbody> </table> <p>炉心溶融開始及び原子炉容器損傷のタイミングについては、ほぼ同じであり、核分裂生成物が大量に放出される初期の事象進展に大きな差はないと判断している。</p> <p>NUREG-1465のソースタームは、低燃焼度燃料を対象にしている。そのため、米国において、NUREG-1465のソースターム（以下、「更新ソースターム」という）を高燃焼度燃料及びMOX燃料に適用する場合の課題に関し、1999年に第461回ACRS(Advisory Committee on Reactor Safeguards)全体会議において</p>	Gap Release***	Early In-Vessel	Ex-Vessel	Late In-Vessel	Duration (Hours)	0.5	1.3	2.0	10.0	Noble Gases**	0.05	0.95	0	0	Halogens	0.05	0.35	0.25	0.1	Alkali Metals	0.05	0.25	0.35	0.1	Tellurium group	0	0.05	0.25	0.005	Barium, Strontium	0	0.02	0.1	0	Noble Metals	0	0.0025	0.0025	0	Cerium group	0	0.0005	0.005	0	Lanthanides	0	0.0002	0.005	0		燃料被覆管損傷が開始し、ギャップから放射性物質が放出される期間	炉心溶融が開始し、溶融燃料が原子炉容器を破損するまでの期間	MAAP	0～約19分	約19分～約1.6時間	NUREG-1465	0～30分	30分～1.8時間	
Gap Release***	Early In-Vessel	Ex-Vessel	Late In-Vessel																																																																																																																			
Duration (Hours)	0.5	1.3	2.0	10.0																																																																																																																		
Noble Gases**	0.05	0.95	0	0																																																																																																																		
Halogens	0.05	0.35	0.25	0.1																																																																																																																		
Alkali Metals	0.05	0.25	0.35	0.1																																																																																																																		
Tellurium group	0	0.05	0.25	0.005																																																																																																																		
Barium, Strontium	0	0.02	0.1	0																																																																																																																		
Noble Metals	0	0.0025	0.0025	0																																																																																																																		
Cerium group	0	0.0005	0.005	0																																																																																																																		
Lanthanides	0	0.0002	0.005	0																																																																																																																		
	燃料被覆管損傷が開始し、ギャップから放射性物質が放出される期間	炉心溶融が開始し、溶融燃料が原子炉容器を破損するまでの期間																																																																																																																				
MAAP	0～約21分	約21分～約1.4時間																																																																																																																				
NUREG-1465	0～30分	30分～1.8時間																																																																																																																				
Gap Release***	Early In-Vessel	Ex-Vessel	Late In-Vessel																																																																																																																			
Duration (Hours)	0.5	1.3	2.0	10.0																																																																																																																		
Noble Gases**	0.05	0.95	0	0																																																																																																																		
Halogens	0.05	0.35	0.25	0.1																																																																																																																		
Alkali Metals	0.05	0.25	0.35	0.1																																																																																																																		
Tellurium group	0	0.05	0.25	0.005																																																																																																																		
Barium, Strontium	0	0.02	0.1	0																																																																																																																		
Noble Metals	0	0.0025	0.0025	0																																																																																																																		
Cerium group	0	0.0005	0.005	0																																																																																																																		
Lanthanides	0	0.0002	0.005	0																																																																																																																		
	燃料被覆管損傷が開始し、ギャップから放射性物質が放出される期間	炉心溶融が開始し、溶融燃料が原子炉容器を破損するまでの期間																																																																																																																				
MAAP	0～約19分	約19分～約1.6時間																																																																																																																				
NUREG-1465	0～30分	30分～1.8時間																																																																																																																				

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.8 原子炉格納容器への核分裂生成物の放出割合の設定について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>議論がなされている。そこでは、ACRSから、高燃焼度燃料及びMOX燃料への適用について判断するためには解析ツールの改良及び実験データの収集が必要とコメントがなされている。これに対し、NRCスタッフは、実質的にソースタームへの影響はないと考えられると説明している。</p> <p>その後、各放出フェーズの継続時間及び各核種グループの放出割合に与える影響等について専門家パネルでの議論が行われており、その結果がERI/NRC02-2022(2002年11月)にまとめられ公開されている。この議論の結果として、以下に示す通り、解決すべき懸案事項が挙げられているものの、高燃焼度燃料及びMOX 燃料に対しても更新ソースタームの適用について否定されているものではない。</p> <div data-bbox="280 430 884 534" style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin: 10px 0;"> <p>Finally, there is a general expectation that the physical and chemical forms of the revised source terms as defined in NUREG-1465 are applicable to high burnup and MOX fuels. (ERI/NRC 02-202 第4章)</p> </div> <p>議論された高燃焼度燃料は、燃料集合体の最大燃焼度75GWd/t、炉心の平均燃焼度50GWd/tを対象としている。</p> <p>専門家パネルの議論の結論として示された、各フェーズの継続時間及び格納容器内への放出割合のうち高燃焼度燃料について、第4表に示す(ERI/NRC02-202Table 3.1)。表のカッコ内の数値は、NUREG-1465の値を示している。また、複数の数値が同一の欄に併記されているのは、パネル内で単一の数値が合意されなかった場合における各専門家の推奨値である。それぞれの核種についてNUREG-1465と全く一致しているとは限らないが、NUREG-1465から大きく異なるような数値は提案されていない。</p> <p>以上の議論の結果として、ERI/NRC 02-202では、引用した英文のとおり高燃焼度燃料に対してもNUREG-1465のソースタームを適用できるものと結論付けている。</p> <p>なお、米国の規制基準であるRegulatory Guideの1.183においては、NUREG-1465記載の放出割合を燃料棒で最大62GWd/tまでの燃焼度の燃料まで適用できるものと定めている。</p> <p>2 ACCIDENT SOURCE TERMS FOR LIGHT-WATER NUCLEAR POWER PLANTS: HIGH BURNUP AND MIXED OXIDE FUELS</p> <div data-bbox="302 1204 873 1436" style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin: 10px 0;"> <p>3.2 Release Fractions¹⁰</p> <p>The core inventory release fractions, by radionuclide groups, for the gap release and early in-vessel damage phases for DBA LOCAs are listed in Table 1 for BWRs and Table 2 for PWRs. These fractions are applied to the equilibrium core inventory described in Regulatory Position 3.1.</p> <p>For non-LOCA events, the fractions of the core inventory assumed to be in the gap for the various radionuclides are given in Table 3. The release fractions from Table 3 are used in conjunction with the fission product inventory calculated with the maximum core radial peaking factor.</p> <p>¹⁰ The release fractions listed here have been determined to be acceptable for use with currently approved LWR fuel with a peak burnup up to 60,000 MWD/MTU. The data in this section may not be applicable to cores containing mixed oxide (MOX) fuel.</p> </div>	<p>議論がなされている。そこでは、ACRSから、高燃焼度燃料及びMOX燃料への適用について判断するためには解析ツールの改良及び実験データの収集が必要とコメントがなされている。これに対し、NRCスタッフは、実質的にソースタームへの影響はないと考えられると説明している。</p> <p>その後、各放出フェーズの継続時間及び各核種グループの放出割合に与える影響等について専門家パネルでの議論が行われており、その結果がERI/NRC02-202²(2002年11月)にまとめられ公開されている。この議論の結果として、以下に示す通り、解決すべき懸案事項が挙げられているものの、高燃焼度燃料及びMOX燃料に対しても更新ソースタームの適用について否定されているものではない。</p> <div data-bbox="1131 422 1892 534" style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin: 10px 0;"> <p>Finally, there is a general expectation that the physical and chemical forms of the revised source terms as defined in NUREG-1465 are applicable to high burnup and MOX fuels. (ERI/NRC 02-202 第4章)</p> </div> <p>議論された高燃焼度燃料は、燃料集合体の最大燃焼度75GWd/t、炉心平均燃焼度50GWd/tを対象としている。</p> <p>専門家パネルの議論の結論として示された、各フェーズの継続時間及び原子炉格納容器内への放出割合のうち高燃焼度燃料について、参考1の表6及び表7に示す(ERI/NRC 02-202 Table 3.1及びTable 3.2)。表のカッコ内の数値は、NUREG-1465の値を示している。また、複数の数値が同一の欄に併記されているのは、パネル内で単一の数値が合意されなかった場合における各専門家の推奨値である。各フェーズの継続時間及び被ばくへの寄与が相対的に大きい希ガス、ハロゲン、アルカリ金属のグループの放出割合については、NUREG-1465の数値と概ね同程度とされている。また、その他の核種グループについては、NUREG-1465の数値より大きな放出割合が提示されているケースもあるものの、これらの違いは燃焼度とは無関係の不確定性によるものであることから、低燃焼度燃料と同じ値が適用できるとされている。</p> <p>以上の議論の結果として、ERI/NRC 02-202では、引用した英文のとおり高燃焼度燃料に対してもNUREG-1465のソースタームを適用できるものと結論付けている。</p> <p>なお、米国の規制基準であるRegulatory Guideの1.183においては、NUREG-1465記載の放出割合を燃料棒で最大62GWd/tまでの燃焼度の燃料まで適用できるものと定めている。</p> <p>² ACCIDENT SOURCE TERMS FOR LIGHT-WATER NUCLEAR POWER PLANTS: HIGH BURNUP AND MIXED OXIDE FUELS</p> <div data-bbox="1220 1197 1825 1444" style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin: 10px 0;"> <p>3.2 Release Fractions¹⁰</p> <p>The core inventory release fractions, by radionuclide groups, for the gap release and early in-vessel damage phases for DBA LOCAs are listed in Table 1 for BWRs and Table 2 for PWRs. These fractions are applied to the equilibrium core inventory described in Regulatory Position 3.1.</p> <p>For non-LOCA events, the fractions of the core inventory assumed to be in the gap for the various radionuclides are given in Table 3. The release fractions from Table 3 are used in conjunction with the fission product inventory calculated with the maximum core radial peaking factor.</p> <p>¹⁰ The release fractions listed here have been determined to be acceptable for use with currently approved LWR fuel with a peak burnup up to 60,000 MWD/MTU. The data in this section may not be applicable to cores containing mixed oxide (MOX) fuel.</p> </div>	<p>記載表現の相違 (玄海と同様)</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）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																																																																																																				
<p style="text-align: center;">第4表 ERI/NRC 02-202における格納容器への放出（高燃焼度燃料）</p> <p>Table 3.1 PWR Releases Into Containment (High Burnup Fuel)^a</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Gap Release 0.4 (0.3)^b</th> <th>Early In-Vessel 1.4 (1.3)</th> <th>Ex-Vessel 2.0 (2.0)</th> <th>Late In-Vessel 10.0 (10.0)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Noble Gases</td> <td>0.05; 0.07; 0.07; 0.07; 0.07^c</td> <td>0.43; 0.43; 0.43; 0.45; 1.0TR (0.03)</td> <td>0.3 (0)</td> <td>0 (0)</td> </tr> <tr> <td>Halogens</td> <td>0.01 (0.05)</td> <td>0.35; 0.19TR (0.15)</td> <td>0.23 (0.23)</td> <td>0.2 (0.1)</td> </tr> <tr> <td>Alkali Metals</td> <td>0.01 (0.00)</td> <td>0.25; 0.10TR (0.25)</td> <td>0.33 (0.33)</td> <td>0.1 (0.1)</td> </tr> <tr> <td>Tellurium group</td> <td>0.003 (0)</td> <td>4.10; 0.30; 0.30; 0.35; 0.7TR (0.05)</td> <td>0.40 (0.25)</td> <td>0.20 (0.025)</td> </tr> <tr> <td>Barium, Strontium</td> <td>0 (0)</td> <td>0.02; 0.02 (0.02)</td> <td>0.1 (0.1)</td> <td>0 (0)</td> </tr> <tr> <td>Noble Metals</td> <td>(0)</td> <td>(0.0025)</td> <td>(0.0025)</td> <td>(0)</td> </tr> <tr> <td>Mn, Tc</td> <td>0</td> <td>0.15; 0.2; 0.2; 0.2; 0.7TR^d</td> <td>0.02; 0.02; 0.2; 0.2; TR</td> <td>0; 0; 0.05; 0.05; TR</td> </tr> <tr> <td>Ru, Rh, Pd</td> <td>0</td> <td>0.0025; 0.0025; 0.01; 0.01; 0.02TR</td> <td>0.0025; 0.02; 0.02; 0.02; TR</td> <td>0.01; 0.01; 0.01; 0.10; TR</td> </tr> <tr> <td>Cesium group</td> <td>(0)</td> <td>(0.001)</td> <td>(0.001)</td> <td>(0)</td> </tr> <tr> <td>Cs</td> <td>0</td> <td>0.0002; 0.0001; 0.01; 0.01; 0.02TR</td> <td>0.005; 0.005; 0.01; 0.01; TR</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Pu, Zr</td> <td>0</td> <td>0.0001; 0.0001; 0.001; 0.002; 0.002TR</td> <td>0.005; 0.005; 0.01; 0.01; TR</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Np</td> <td>0</td> <td>0.001; 0.01; 0.01; 0.01; 0.02TR</td> <td>0.005; 0.005; 0.01; 0.01; TR</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Lanthanides (one group)^e</td> <td>0; 0; 0; (0)</td> <td>0.0005; 0.002; 0.01 (0.002)</td> <td>0.005; 0.01; 0.01 (0.001)</td> <td>0; 0; 0 (0)</td> </tr> <tr> <td>La, Eu, Pr, Nd</td> <td>0; 0</td> <td>0.0002; 0.002TR</td> <td>0.005; TR</td> <td>0; TR</td> </tr> <tr> <td>V, Ni, Au, Cu</td> <td>0; 0</td> <td>0.0002; 0.002TR</td> <td>0.005; TR</td> <td>0; TR</td> </tr> <tr> <td>Nb</td> <td>0; 0</td> <td>0.002; 0.002TR</td> <td>0.005; TR</td> <td>0; TR</td> </tr> <tr> <td>Pu, Sm</td> <td>0; 0</td> <td>0.0002; 0.002TR</td> <td>0.005; TR</td> <td>0; TR</td> </tr> </tbody> </table> <p>^a Note that it was the panel's understanding that only about 1/3 of the core will be high burnup fuel. This is a significant deviation from the past when accident analyses were performed for cores that were uniformly burned usually to 29 GWd/t.</p> <p>^b The numbers in parentheses are those from NUREG-1465, Accident Source Terms for PWR Light-Water Nuclear Power Plants (Table 3.13).</p> <p>^c TR = total release. The practice in France is to assign all releases following the gap release phase to the early in-vessel phase.</p> <p>^d NIP-10 says the panel members concluded that there was insufficient information upon which to base an informed opinion.</p> <p>^e Barium should not be treated the same as Strontium. There is experimental evidence that barium is much more volatile than strontium. VERCOSS and HUPV (ORNL) experiments cited there show a 50% release from the fuel and a 10% delivery to the containment. Strontium has a 10% release from fuel and 2% to the containment, based upon all data available to date.</p> <p>^f These panel members retained the NUREG-1465 lanthanide grouping, e.g., one group, while two panel members subdivided the group into four subgroups.</p>		Gap Release 0.4 (0.3) ^b	Early In-Vessel 1.4 (1.3)	Ex-Vessel 2.0 (2.0)	Late In-Vessel 10.0 (10.0)	Noble Gases	0.05; 0.07; 0.07; 0.07; 0.07 ^c	0.43; 0.43; 0.43; 0.45; 1.0TR (0.03)	0.3 (0)	0 (0)	Halogens	0.01 (0.05)	0.35; 0.19TR (0.15)	0.23 (0.23)	0.2 (0.1)	Alkali Metals	0.01 (0.00)	0.25; 0.10TR (0.25)	0.33 (0.33)	0.1 (0.1)	Tellurium group	0.003 (0)	4.10; 0.30; 0.30; 0.35; 0.7TR (0.05)	0.40 (0.25)	0.20 (0.025)	Barium, Strontium	0 (0)	0.02; 0.02 (0.02)	0.1 (0.1)	0 (0)	Noble Metals	(0)	(0.0025)	(0.0025)	(0)	Mn, Tc	0	0.15; 0.2; 0.2; 0.2; 0.7TR ^d	0.02; 0.02; 0.2; 0.2; TR	0; 0; 0.05; 0.05; TR	Ru, Rh, Pd	0	0.0025; 0.0025; 0.01; 0.01; 0.02TR	0.0025; 0.02; 0.02; 0.02; TR	0.01; 0.01; 0.01; 0.10; TR	Cesium group	(0)	(0.001)	(0.001)	(0)	Cs	0	0.0002; 0.0001; 0.01; 0.01; 0.02TR	0.005; 0.005; 0.01; 0.01; TR	0	Pu, Zr	0	0.0001; 0.0001; 0.001; 0.002; 0.002TR	0.005; 0.005; 0.01; 0.01; TR	0	Np	0	0.001; 0.01; 0.01; 0.01; 0.02TR	0.005; 0.005; 0.01; 0.01; TR	0	Lanthanides (one group) ^e	0; 0; 0; (0)	0.0005; 0.002; 0.01 (0.002)	0.005; 0.01; 0.01 (0.001)	0; 0; 0 (0)	La, Eu, Pr, Nd	0; 0	0.0002; 0.002TR	0.005; TR	0; TR	V, Ni, Au, Cu	0; 0	0.0002; 0.002TR	0.005; TR	0; TR	Nb	0; 0	0.002; 0.002TR	0.005; TR	0; TR	Pu, Sm	0; 0	0.0002; 0.002TR	0.005; TR	0; TR	<p style="text-align: center;">【比較のため表6を再掲】</p> <p>表6 ERI/NRC 02-202における原子炉格納容器への放出（高燃焼度燃料）</p> <p>Table 3.1 PWR Releases Into Containment (High Burnup Fuel)^a</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Gap Release 0.4 (0.3)^b</th> <th>Early In-Vessel 1.4 (1.3)</th> <th>Ex-Vessel 2.0 (2.0)</th> <th>Late In-Vessel 10.0 (10.0)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Noble Gases</td> <td>0.05; 0.07; 0.07; 0.07; 0.07^c</td> <td>0.43; 0.43; 0.43; 0.45; 1.0TR (0.03)</td> <td>0.3 (0)</td> <td>0 (0)</td> </tr> <tr> <td>Halogens</td> <td>0.01 (0.05)</td> <td>0.35; 0.19TR (0.15)</td> <td>0.23 (0.23)</td> <td>0.2 (0.1)</td> </tr> <tr> <td>Alkali Metals</td> <td>0.01 (0.00)</td> <td>0.25; 0.10TR (0.25)</td> <td>0.33 (0.33)</td> <td>0.1 (0.1)</td> </tr> <tr> <td>Tellurium group</td> <td>0.003 (0)</td> <td>4.10; 0.30; 0.30; 0.35; 0.7TR (0.05)</td> <td>0.40 (0.25)</td> <td>0.20 (0.025)</td> </tr> <tr> <td>Barium, Strontium</td> <td>0 (0)</td> <td>0.02; 0.02 (0.02)</td> <td>0.1 (0.1)</td> <td>0 (0)</td> </tr> <tr> <td>Noble Metals</td> <td>(0)</td> <td>(0.0025)</td> <td>(0.0025)</td> <td>(0)</td> </tr> <tr> <td>Mn, Tc</td> <td>0</td> <td>0.15; 0.2; 0.2; 0.2; 0.7TR^d</td> <td>0.02; 0.02; 0.2; 0.2; TR</td> <td>0; 0; 0.05; 0.05; TR</td> </tr> <tr> <td>Ru, Rh, Pd</td> <td>0</td> <td>0.0025; 0.0025; 0.01; 0.01; 0.02TR</td> <td>0.0025; 0.02; 0.02; 0.02; TR</td> <td>0.01; 0.01; 0.01; 0.10; TR</td> </tr> <tr> <td>Cesium group</td> <td>(0)</td> <td>(0.001)</td> <td>(0.001)</td> <td>(0)</td> </tr> <tr> <td>Cs</td> <td>0</td> <td>0.0002; 0.0001; 0.01; 0.01; 0.02TR</td> <td>0.005; 0.005; 0.01; 0.01; TR</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Pu, Zr</td> <td>0</td> <td>0.0001; 0.0001; 0.001; 0.002; 0.002TR</td> <td>0.005; 0.005; 0.01; 0.01; TR</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Np</td> <td>0</td> <td>0.001; 0.01; 0.01; 0.01; 0.02TR</td> <td>0.005; 0.005; 0.01; 0.01; TR</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Lanthanides (one group)^e</td> <td>0; 0; 0; (0)</td> <td>0.0005; 0.002; 0.01 (0.002)</td> <td>0.005; 0.01; 0.01 (0.001)</td> <td>0; 0; 0 (0)</td> </tr> <tr> <td>La, Eu, H, Nb</td> <td>0; 0</td> <td>0.0002; 0.002TR</td> <td>0.005; TR</td> <td>0; TR</td> </tr> <tr> <td>V, Ni, Au, Cu</td> <td>0; 0</td> <td>0.0002; 0.002TR</td> <td>0.005; TR</td> <td>0; TR</td> </tr> <tr> <td>Nb</td> <td>0; 0</td> <td>0.002; 0.002TR</td> <td>0.005; TR</td> <td>0; TR</td> </tr> <tr> <td>Pu, Sm</td> <td>0; 0</td> <td>0.0002; 0.002TR</td> <td>0.005; TR</td> <td>0; TR</td> </tr> </tbody> </table> <p>^a Note that it was the panel's understanding that only about 1/3 of the core will be high burnup fuel. This is a significant deviation from the past when accident analyses were performed for cores that were uniformly burned usually to 29 GWd/t.</p> <p>^b The numbers in parentheses are those from NUREG-1465, Accident Source Terms for PWR Light-Water Nuclear Power Plants (Table 3.13).</p> <p>^c TR = total release. The practice in France is to assign all releases following the gap release phase to the early in-vessel phase.</p> <p>^d NIP-10 says the panel members concluded that there was insufficient information upon which to base an informed opinion.</p> <p>^e Barium should not be treated the same as Strontium. There is experimental evidence that barium is much more volatile than strontium. VERCOSS and HUPV (ORNL) experiments cited there show a 50% release from the fuel and a 10% delivery to the containment. Strontium has a 10% release from fuel and 2% to the containment, based upon all data available to date.</p> <p>^f These panel members retained the NUREG-1465 lanthanide grouping, e.g., one group, while two panel members subdivided the group into four subgroups.</p>		Gap Release 0.4 (0.3) ^b	Early In-Vessel 1.4 (1.3)	Ex-Vessel 2.0 (2.0)	Late In-Vessel 10.0 (10.0)	Noble Gases	0.05; 0.07; 0.07; 0.07; 0.07 ^c	0.43; 0.43; 0.43; 0.45; 1.0TR (0.03)	0.3 (0)	0 (0)	Halogens	0.01 (0.05)	0.35; 0.19TR (0.15)	0.23 (0.23)	0.2 (0.1)	Alkali Metals	0.01 (0.00)	0.25; 0.10TR (0.25)	0.33 (0.33)	0.1 (0.1)	Tellurium group	0.003 (0)	4.10; 0.30; 0.30; 0.35; 0.7TR (0.05)	0.40 (0.25)	0.20 (0.025)	Barium, Strontium	0 (0)	0.02; 0.02 (0.02)	0.1 (0.1)	0 (0)	Noble Metals	(0)	(0.0025)	(0.0025)	(0)	Mn, Tc	0	0.15; 0.2; 0.2; 0.2; 0.7TR ^d	0.02; 0.02; 0.2; 0.2; TR	0; 0; 0.05; 0.05; TR	Ru, Rh, Pd	0	0.0025; 0.0025; 0.01; 0.01; 0.02TR	0.0025; 0.02; 0.02; 0.02; TR	0.01; 0.01; 0.01; 0.10; TR	Cesium group	(0)	(0.001)	(0.001)	(0)	Cs	0	0.0002; 0.0001; 0.01; 0.01; 0.02TR	0.005; 0.005; 0.01; 0.01; TR	0	Pu, Zr	0	0.0001; 0.0001; 0.001; 0.002; 0.002TR	0.005; 0.005; 0.01; 0.01; TR	0	Np	0	0.001; 0.01; 0.01; 0.01; 0.02TR	0.005; 0.005; 0.01; 0.01; TR	0	Lanthanides (one group) ^e	0; 0; 0; (0)	0.0005; 0.002; 0.01 (0.002)	0.005; 0.01; 0.01 (0.001)	0; 0; 0 (0)	La, Eu, H, Nb	0; 0	0.0002; 0.002TR	0.005; TR	0; TR	V, Ni, Au, Cu	0; 0	0.0002; 0.002TR	0.005; TR	0; TR	Nb	0; 0	0.002; 0.002TR	0.005; TR	0; TR	Pu, Sm	0; 0	0.0002; 0.002TR	0.005; TR	0; TR	<p>設計の相違 ・泊はMOX燃料を採用</p>
	Gap Release 0.4 (0.3) ^b	Early In-Vessel 1.4 (1.3)	Ex-Vessel 2.0 (2.0)	Late In-Vessel 10.0 (10.0)																																																																																																																																																																																		
Noble Gases	0.05; 0.07; 0.07; 0.07; 0.07 ^c	0.43; 0.43; 0.43; 0.45; 1.0TR (0.03)	0.3 (0)	0 (0)																																																																																																																																																																																		
Halogens	0.01 (0.05)	0.35; 0.19TR (0.15)	0.23 (0.23)	0.2 (0.1)																																																																																																																																																																																		
Alkali Metals	0.01 (0.00)	0.25; 0.10TR (0.25)	0.33 (0.33)	0.1 (0.1)																																																																																																																																																																																		
Tellurium group	0.003 (0)	4.10; 0.30; 0.30; 0.35; 0.7TR (0.05)	0.40 (0.25)	0.20 (0.025)																																																																																																																																																																																		
Barium, Strontium	0 (0)	0.02; 0.02 (0.02)	0.1 (0.1)	0 (0)																																																																																																																																																																																		
Noble Metals	(0)	(0.0025)	(0.0025)	(0)																																																																																																																																																																																		
Mn, Tc	0	0.15; 0.2; 0.2; 0.2; 0.7TR ^d	0.02; 0.02; 0.2; 0.2; TR	0; 0; 0.05; 0.05; TR																																																																																																																																																																																		
Ru, Rh, Pd	0	0.0025; 0.0025; 0.01; 0.01; 0.02TR	0.0025; 0.02; 0.02; 0.02; TR	0.01; 0.01; 0.01; 0.10; TR																																																																																																																																																																																		
Cesium group	(0)	(0.001)	(0.001)	(0)																																																																																																																																																																																		
Cs	0	0.0002; 0.0001; 0.01; 0.01; 0.02TR	0.005; 0.005; 0.01; 0.01; TR	0																																																																																																																																																																																		
Pu, Zr	0	0.0001; 0.0001; 0.001; 0.002; 0.002TR	0.005; 0.005; 0.01; 0.01; TR	0																																																																																																																																																																																		
Np	0	0.001; 0.01; 0.01; 0.01; 0.02TR	0.005; 0.005; 0.01; 0.01; TR	0																																																																																																																																																																																		
Lanthanides (one group) ^e	0; 0; 0; (0)	0.0005; 0.002; 0.01 (0.002)	0.005; 0.01; 0.01 (0.001)	0; 0; 0 (0)																																																																																																																																																																																		
La, Eu, Pr, Nd	0; 0	0.0002; 0.002TR	0.005; TR	0; TR																																																																																																																																																																																		
V, Ni, Au, Cu	0; 0	0.0002; 0.002TR	0.005; TR	0; TR																																																																																																																																																																																		
Nb	0; 0	0.002; 0.002TR	0.005; TR	0; TR																																																																																																																																																																																		
Pu, Sm	0; 0	0.0002; 0.002TR	0.005; TR	0; TR																																																																																																																																																																																		
	Gap Release 0.4 (0.3) ^b	Early In-Vessel 1.4 (1.3)	Ex-Vessel 2.0 (2.0)	Late In-Vessel 10.0 (10.0)																																																																																																																																																																																		
Noble Gases	0.05; 0.07; 0.07; 0.07; 0.07 ^c	0.43; 0.43; 0.43; 0.45; 1.0TR (0.03)	0.3 (0)	0 (0)																																																																																																																																																																																		
Halogens	0.01 (0.05)	0.35; 0.19TR (0.15)	0.23 (0.23)	0.2 (0.1)																																																																																																																																																																																		
Alkali Metals	0.01 (0.00)	0.25; 0.10TR (0.25)	0.33 (0.33)	0.1 (0.1)																																																																																																																																																																																		
Tellurium group	0.003 (0)	4.10; 0.30; 0.30; 0.35; 0.7TR (0.05)	0.40 (0.25)	0.20 (0.025)																																																																																																																																																																																		
Barium, Strontium	0 (0)	0.02; 0.02 (0.02)	0.1 (0.1)	0 (0)																																																																																																																																																																																		
Noble Metals	(0)	(0.0025)	(0.0025)	(0)																																																																																																																																																																																		
Mn, Tc	0	0.15; 0.2; 0.2; 0.2; 0.7TR ^d	0.02; 0.02; 0.2; 0.2; TR	0; 0; 0.05; 0.05; TR																																																																																																																																																																																		
Ru, Rh, Pd	0	0.0025; 0.0025; 0.01; 0.01; 0.02TR	0.0025; 0.02; 0.02; 0.02; TR	0.01; 0.01; 0.01; 0.10; TR																																																																																																																																																																																		
Cesium group	(0)	(0.001)	(0.001)	(0)																																																																																																																																																																																		
Cs	0	0.0002; 0.0001; 0.01; 0.01; 0.02TR	0.005; 0.005; 0.01; 0.01; TR	0																																																																																																																																																																																		
Pu, Zr	0	0.0001; 0.0001; 0.001; 0.002; 0.002TR	0.005; 0.005; 0.01; 0.01; TR	0																																																																																																																																																																																		
Np	0	0.001; 0.01; 0.01; 0.01; 0.02TR	0.005; 0.005; 0.01; 0.01; TR	0																																																																																																																																																																																		
Lanthanides (one group) ^e	0; 0; 0; (0)	0.0005; 0.002; 0.01 (0.002)	0.005; 0.01; 0.01 (0.001)	0; 0; 0 (0)																																																																																																																																																																																		
La, Eu, H, Nb	0; 0	0.0002; 0.002TR	0.005; TR	0; TR																																																																																																																																																																																		
V, Ni, Au, Cu	0; 0	0.0002; 0.002TR	0.005; TR	0; TR																																																																																																																																																																																		
Nb	0; 0	0.002; 0.002TR	0.005; TR	0; TR																																																																																																																																																																																		
Pu, Sm	0; 0	0.0002; 0.002TR	0.005; TR	0; TR																																																																																																																																																																																		
<p>その後も更新ソースタームを高燃焼度燃料やMOX燃料に適用する場合の課題に対して検討が行われており、2011年1月には、サンディア国立研究所から報告書が出されている。(SAND2011-0128³⁾)</p>	<p>その後も更新ソースタームを高燃焼度燃料やMOX燃料に適用する場合の課題に対して検討が行われており、2011年1月には、サンディア国立研究所から報告書が出されている。(Sandia Report SAND2011-0128³⁾)</p>																																																																																																																																																																																					
<p>希ガスやハロゲンといった被ばく評価に大きく寄与する核種グループについて、高燃焼度燃料の放出割合は、第5表に示すとおり、低燃焼度燃料のそれと著しく異なるものではないことが示されている。</p>	<p>希ガスやハロゲンといった被ばく評価に大きく寄与する核種グループについて、高燃焼度燃料及びMOX燃料の放出割合は、参考1の表8及び表9に示すとおり、低燃焼度燃料のそれと著しく異なるものではないことが示されている。</p>																																																																																																																																																																																					
<p>このことから、現段階においては、NUREG-1465の高燃焼度燃料の適用について否定されるものではないと考える。第6表にそれらのデータを整理した。</p>	<p>このことから、現段階においては、NUREG-1465の高燃焼度燃料やMOX燃料の適用について否定されるものではないと考える。表4にそれらのデータを整理した。</p>																																																																																																																																																																																					
<p>3 Accident Source Terms for Light-Water Nuclear Power Plants Using High-Burnup or MOX Fuel</p>	<p>³ Accident Source Terms for Light-Water Nuclear Power Plants Using High-Burnup or MOX Fuel</p>																																																																																																																																																																																					

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.8 原子炉格納容器への核分裂生成物の放出割合の設定について）

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）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																															
<p>第5表 SAND2011-0128における格納容器への放出（高燃焼度燃料）</p> <p>Table 13. Comparison of PWR high burnup durations and release fractions (bold entries) with those recommended for PWRs in NUREG-1465 (parenthetical entries).</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Duration (hours)</th> <th>GOP Release 0.22 (0.0)</th> <th>In-vessel Release 4.5 (1.0)</th> <th>Ex-vessel Release 4.8 (2.0)</th> <th>Late In-vessel Release 143 (10)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Release Fractions of Radionuclide Groups</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Noble Gases (Kr, Xe)</td> <td>0.047 (0.05)</td> <td>0.04 (0.05)</td> <td>0.011 (0)</td> <td>0.003 (0)</td> </tr> <tr> <td>Halogens (Br, I)</td> <td>0.004 (0.05)</td> <td>0.37 (0.35)</td> <td>0.011 (0.25)</td> <td>0.21 (0.10)</td> </tr> <tr> <td>Alkali Metals (Rb, Cs)</td> <td>0.003 (0.05)</td> <td>0.23 (0.25)</td> <td>0.42 (0.35)</td> <td>0.06 (0.10)</td> </tr> <tr> <td>Alkaline Earths (Sr, Ba)</td> <td>0.0005 (0)</td> <td>0.004 (0.02)</td> <td>0.003 (0.10)</td> <td>- (-)</td> </tr> <tr> <td>Tellurium Group (Te, Se, Sb)</td> <td>0.004 (0)</td> <td>0.30 (0.25)</td> <td>0.003 (0.25)</td> <td>0.10 (0.008)</td> </tr> <tr> <td>Molybdenum (Mo, Tc, Nb)</td> <td>-</td> <td>0.06 (0.0025)</td> <td>0.01 (0.0025)</td> <td>0.03 (0)</td> </tr> <tr> <td>Noble Metals (Ru, Rh, Pd, etc.)</td> <td>-</td> <td>0.005 (0.0025)</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Lanthanides (Ce, Sm, Pr, etc.)</td> <td>-</td> <td>1.6x10⁻⁴ (2x10⁻⁴)</td> <td>1.3x10⁻⁵ (0.005)</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Actinide Group (Ce, Pu, Zr, etc.)</td> <td>-</td> <td>1.6x10⁻⁴ (6x10⁻⁴)</td> <td>2.4x10⁻⁴ (0.005)</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table> <p>第6表 全放出期間での格納容器への放出割合の整理</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>NUREG-1465</th> <th>ERI/NRC 02-202 (高燃焼燃料)*</th> <th>SAND 2011-0128 (高燃焼度燃料)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>希ガス類</td> <td>1.0</td> <td>1.0</td> <td>0.97</td> </tr> <tr> <td>よう素類</td> <td>0.75</td> <td>0.85</td> <td>0.60</td> </tr> <tr> <td>Cs類</td> <td>0.75</td> <td>0.75</td> <td>0.31</td> </tr> </tbody> </table> <p>※ 複数の値が提示されているため、平均値を使用した。</p> <p>以上のように、解決すべき懸案事項があるものの、現在の知見では、高燃焼度燃料及びMOX燃料に対しても更新ソースタームを否定されているものではないことがRegulatory Guide 1.183、ERI/NRC 02-202及びSandia Reportに示されている。</p> <p>大飯3、4号炉の燃料集合体の最高燃焼度は、ウラン燃料で55GWd/tであることから、ERI/NRC 02-202における適用範囲、燃料集合体の最高燃焼度75GWd/t及びSandia Reportの適用範囲、燃料集合体最高燃焼度59GWd/tと比較し適用範囲内にある。また、大飯3、4号炉の燃料棒最高燃焼度は61GWd/tであり、R.G. 1.183に示される適用範囲、燃料棒最高燃焼度62GWd/tの範囲内にある。このため、大飯3、4号炉に対し、使用を否定されていない更新ソースタームの適用は可能と判断される。</p> <p>ERI/NRC 02-202に示された放出割合の数値については、専門家の意見も分かれていること、Sandia Report記載の数値についても、MOX燃料については単一の格納容器の型式を対象とした解析にとどまっており、米国NRCにオーソライズされたものではないことを考慮し、今回の評価においてはNUREG-1465の数値を用いた。</p>	Duration (hours)	GOP Release 0.22 (0.0)	In-vessel Release 4.5 (1.0)	Ex-vessel Release 4.8 (2.0)	Late In-vessel Release 143 (10)	Release Fractions of Radionuclide Groups					Noble Gases (Kr, Xe)	0.047 (0.05)	0.04 (0.05)	0.011 (0)	0.003 (0)	Halogens (Br, I)	0.004 (0.05)	0.37 (0.35)	0.011 (0.25)	0.21 (0.10)	Alkali Metals (Rb, Cs)	0.003 (0.05)	0.23 (0.25)	0.42 (0.35)	0.06 (0.10)	Alkaline Earths (Sr, Ba)	0.0005 (0)	0.004 (0.02)	0.003 (0.10)	- (-)	Tellurium Group (Te, Se, Sb)	0.004 (0)	0.30 (0.25)	0.003 (0.25)	0.10 (0.008)	Molybdenum (Mo, Tc, Nb)	-	0.06 (0.0025)	0.01 (0.0025)	0.03 (0)	Noble Metals (Ru, Rh, Pd, etc.)	-	0.005 (0.0025)	-	-	Lanthanides (Ce, Sm, Pr, etc.)	-	1.6x10 ⁻⁴ (2x10 ⁻⁴)	1.3x10 ⁻⁵ (0.005)	-	Actinide Group (Ce, Pu, Zr, etc.)	-	1.6x10 ⁻⁴ (6x10 ⁻⁴)	2.4x10 ⁻⁴ (0.005)	-		NUREG-1465	ERI/NRC 02-202 (高燃焼燃料)*	SAND 2011-0128 (高燃焼度燃料)	希ガス類	1.0	1.0	0.97	よう素類	0.75	0.85	0.60	Cs類	0.75	0.75	0.31	<p>表4 全放出期間での原子炉格納容器への放出割合の整理</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>NUREG-1465</th> <th>ERI/NRC 02-202 (高燃焼燃料)*</th> <th>ERI/NRC 02-202 (MOX燃料)*</th> <th>SAND 2011-0128 (高燃焼燃料)</th> <th>SAND 2011-0128 (MOX燃料)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>希ガス</td> <td>1.0</td> <td>1.0</td> <td>1.0</td> <td>0.97</td> <td>0.96</td> </tr> <tr> <td>よう素</td> <td>0.75</td> <td>0.85</td> <td>0.82</td> <td>0.60</td> <td>0.62</td> </tr> <tr> <td>セシウム</td> <td>0.75</td> <td>0.75</td> <td>0.75</td> <td>0.31</td> <td>0.55</td> </tr> </tbody> </table> <p>※ 複数の値が提示されているため、平均値を使用した。</p> <p>以上のように、解決すべき懸案事項があるものの、現在の知見では、高燃焼度燃料及びMOX燃料に対しても更新ソースタームを否定されているものではないことがRegulatory Guide 1.183、ERI/NRC 02-202及びSandia Reportに示されている。</p> <p>燃料集合体の最高燃焼度は、ウラン燃料で55GWd/t、MOX燃料で45GWd/tであることから、ERI/NRC 02-202における適用範囲、燃料集合体の最高燃焼度75GWd/t及びSandia Reportの適用範囲、燃料集合体の最高燃焼度59GWd/tと比較し適用範囲内にある。また、燃料棒最高燃焼度はウラン燃焼で61GWd/t、MOX燃料で53GWd/tであり、Regulatory Guide 1.183に示される適用範囲、燃料棒最高燃焼度62GWd/tの範囲内にある。このため、使用を否定されていない更新ソースタームの適用は可能と判断される。</p> <p>ERI/NRC 02-202に示された放出割合の数値については、専門家の意見も分かれていること、Sandia Report記載の数値についても、MOX燃料については単一の原子炉格納容器の型式を対象とした解析にとどまっており、米国NRCにオーソライズされたものではないことを考慮し、今回の評価においてはNUREG-1465の数値を用いた。</p>		NUREG-1465	ERI/NRC 02-202 (高燃焼燃料)*	ERI/NRC 02-202 (MOX燃料)*	SAND 2011-0128 (高燃焼燃料)	SAND 2011-0128 (MOX燃料)	希ガス	1.0	1.0	1.0	0.97	0.96	よう素	0.75	0.85	0.82	0.60	0.62	セシウム	0.75	0.75	0.75	0.31	0.55	<p>記載箇所の相違 ・泊は（参考1）に記載</p> <p>設計の相違</p>
Duration (hours)	GOP Release 0.22 (0.0)	In-vessel Release 4.5 (1.0)	Ex-vessel Release 4.8 (2.0)	Late In-vessel Release 143 (10)																																																																																													
Release Fractions of Radionuclide Groups																																																																																																	
Noble Gases (Kr, Xe)	0.047 (0.05)	0.04 (0.05)	0.011 (0)	0.003 (0)																																																																																													
Halogens (Br, I)	0.004 (0.05)	0.37 (0.35)	0.011 (0.25)	0.21 (0.10)																																																																																													
Alkali Metals (Rb, Cs)	0.003 (0.05)	0.23 (0.25)	0.42 (0.35)	0.06 (0.10)																																																																																													
Alkaline Earths (Sr, Ba)	0.0005 (0)	0.004 (0.02)	0.003 (0.10)	- (-)																																																																																													
Tellurium Group (Te, Se, Sb)	0.004 (0)	0.30 (0.25)	0.003 (0.25)	0.10 (0.008)																																																																																													
Molybdenum (Mo, Tc, Nb)	-	0.06 (0.0025)	0.01 (0.0025)	0.03 (0)																																																																																													
Noble Metals (Ru, Rh, Pd, etc.)	-	0.005 (0.0025)	-	-																																																																																													
Lanthanides (Ce, Sm, Pr, etc.)	-	1.6x10 ⁻⁴ (2x10 ⁻⁴)	1.3x10 ⁻⁵ (0.005)	-																																																																																													
Actinide Group (Ce, Pu, Zr, etc.)	-	1.6x10 ⁻⁴ (6x10 ⁻⁴)	2.4x10 ⁻⁴ (0.005)	-																																																																																													
	NUREG-1465	ERI/NRC 02-202 (高燃焼燃料)*	SAND 2011-0128 (高燃焼度燃料)																																																																																														
希ガス類	1.0	1.0	0.97																																																																																														
よう素類	0.75	0.85	0.60																																																																																														
Cs類	0.75	0.75	0.31																																																																																														
	NUREG-1465	ERI/NRC 02-202 (高燃焼燃料)*	ERI/NRC 02-202 (MOX燃料)*	SAND 2011-0128 (高燃焼燃料)	SAND 2011-0128 (MOX燃料)																																																																																												
希ガス	1.0	1.0	1.0	0.97	0.96																																																																																												
よう素	0.75	0.85	0.82	0.60	0.62																																																																																												
セシウム	0.75	0.75	0.75	0.31	0.55																																																																																												

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.8 原子炉格納容器への核分裂生成物の放出割合の設定について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2. 今回の評価モデルでの評価とMAAP 解析での評価の比較について</p> <p>「大破断LOCA時にECCS注入およびCVスプレイ注入を失敗するシーケンス」における原子炉格納容器外への放出割合について、今回の評価モデルでの評価結果とMAAP解析での評価結果についての比較を第7表にまた、比較方法を第8表に示す。</p> <p>今回の評価では、NUREG-1465に示されている割合で原子炉格納容器に放出された後、エアロゾルについては、原子炉格納容器等への沈着や代替格納容器スプレイによる除去を考慮し、原子炉格納容器外への放出割合を算出している。</p> <p>一方、MAAPコードでは、内蔵された評価式により、原子炉格納容器気相部からのエアロゾルの沈着による除去効果として水蒸気凝縮に伴う壁面・水面への沈着、重力沈降等を模擬しており、原子炉格納容器内気相部温度等を用いて、原子炉格納容器外への放出割合を算出している。</p> <p>炉心から原子炉格納容器外への放出割合については、本評価で用いたモデルでの評価のほうが、MAAP解析での評価よりも大きな数値となっており、保守的な評価であることが確認できる。これは、MAAPコードに内蔵されたエアロゾルの自然沈着等の評価式による低減効果が、今回の評価での低減効果に比べて大きいためである。よって、原子炉格納容器への核分裂生成物の放出割合の設定については、米国の代表的なソースタームであるNUREG-1465に示された放出割合を用いることで保守的に評価できると考える。</p>	<p>2. 今回の評価モデルでの評価とMAAP解析での評価の比較について</p> <p>「大破断LOCA時にECCS注入及び格納容器スプレイ注入を失敗するシーケンス」における原子炉格納容器外への放出割合について、今回の評価モデルでの評価結果とMAAP解析での評価結果についての比較を表5に、また、比較方法を図1に示す。</p> <p>今回の評価では、NUREG-1465に示されている割合で原子炉格納容器に放出された後、エアロゾルについては、原子炉格納容器等への沈着や代替格納容器スプレイによる除去を考慮し、原子炉格納容器外への放出割合を算出している。</p> <p>一方、MAAPコードでは、内蔵された評価式により、原子炉格納容器気相部からのエアロゾルの沈着による除去効果として水蒸気凝縮に伴う壁面・水面への沈着、重力沈降等を模擬しており、原子炉格納容器内気相部温度等を用いて、原子炉格納容器外への放出割合を算出している。</p> <p>炉心から原子炉格納容器外への放出割合については、本評価で用いたモデルでの評価のほうが、MAAP解析での評価よりも大きな数値となっており、保守的な評価であることが確認できる。これは、MAAPコードに内蔵されたエアロゾルの自然沈着等の評価式による低減効果が、今回の評価での低減効果に比べて大きいためである。よって、原子炉格納容器への核分裂生成物の放出割合の設定については、米国の代表的なソースタームであるNUREG-1465に示された放出割合を用いることで保守的に評価できると考える。</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)

大飯発電所3 / 4号炉											泊発電所3号炉						相違理由			
MAAPコード による評価 ^{#1}	CV内への 放出割合	希ガス類	ヨウ素類 ^{#2}	Cs類 ^{#2}	Te類	Ba類	Ru類	Ce類	La類											
		1.0×10 ⁰	9.3×10 ⁻¹	9.2×10 ⁰	8.0×10 ⁻¹	3.2×10 ⁻²	8.0×10 ⁻²	3.7×10 ⁰	4.6×10 ⁻⁴											
今回の評価 (NIREG-1465 に基づく) ^{#1}	CV外への 放出割合	希ガス類	ヨウ素類 ^{#2}	Cs類 ^{#2}	Te類	Ba類	Ru類	Ce類	La類											
		8.9×10 ⁻⁵	2.8×10 ⁻⁴	1.8×10 ⁻⁵	1.5×10 ⁻⁶	6.0×10 ⁻⁷	1.5×10 ⁻⁶	6.9×10 ⁻⁶	8.7×10 ⁻⁹											
	CV内への 放出割合	希ガス類	ヨウ素類 ^{#2}	Cs類 ^{#2}	Te類	Ba類	Ru類	Ce類	La類											
		1.0×10 ⁰	7.5×10 ⁻¹	7.5×10 ⁻¹	3.1×10 ⁻¹	1.2×10 ⁻¹	5.0×10 ⁻¹	5.5×10 ⁻¹	5.2×10 ⁻³											
	CV外への 放出割合	希ガス類	ヨウ素類 ^{#2}	Cs類 ^{#2}	Te類	Ba類	Ru類	Ce類	La類											
		1.1×10 ⁻⁵	3.6×10 ⁻⁴	2.2×10 ⁻⁴	8.9×10 ⁻⁵	3.5×10 ⁻⁵	1.5×10 ⁻⁵	1.6×10 ⁻⁶	1.5×10 ⁻⁶											

※1 表における割合の数値は、有効数値3桁目を四捨五入し2桁に丸めた値である。
 ※2 MAAPコードによるCs類の放出割合の評価においては、放出割合・放出時間の異なるCsIとCsOHそれぞれについて評価し、CsIとCsOHそれぞれの放出量の評価結果を合計してCs類の評価結果としている。

表5 MAAPコードによるソースターム解析をした評価結果と今回の評価結果の比較^{#1}

MAAPコードによる 評価	CV内への 放出 割合	希ガス類	ヨウ素類 ^{#2}	Os類 ^{#2}	Te類	Ba類	Ru類	Ce類	La類	相違理由	
										Os類 ^{#2}	CsIグループ
今回の評価	CV内への 放出 割合	1.0×10 ⁰	9.6×10 ⁻¹	9.2×10 ⁻¹	8.0×10 ⁻¹	3.4×10 ⁻²	7.2×10 ⁻²	2.3×10 ⁻³	3.9×10 ⁻⁴		
	CV外への 放出 割合	9.6×10 ⁻³	3.0×10 ⁻⁴	1.9×10 ⁻⁵	1.5×10 ⁻⁵	6.9×10 ⁻⁷	1.3×10 ⁻⁵	4.7×10 ⁻⁵	7.4×10 ⁻⁹		
今回の評価	CV内への 放出 割合	1.0×10 ⁰	7.5×10 ⁻¹	7.5×10 ⁻¹	3.1×10 ⁻¹	1.2×10 ⁻¹	5.0×10 ⁻¹	5.5×10 ⁻¹	5.2×10 ⁻³		
	CV外への 放出 割合	1.1×10 ⁻⁵	3.6×10 ⁻⁴	2.0×10 ⁻⁴	8.0×10 ⁻⁵	3.2×10 ⁻⁵	1.3×10 ⁻⁵	1.4×10 ⁻⁶	1.4×10 ⁻⁶		

※1 表における割合の数値は、有効数値3桁目を四捨五入し2桁に丸めた値である。
 ※2 Osのように複数の化学形態 (OsOH, CsIグループ) を有する核種については、Osの炉心内蓄積量に対するそれぞれの化学形態のグループの放出割合を合計している。

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.8 原子炉格納容器への核分裂生成物の放出割合の設定について）

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）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第8表 MAAP コードによる放出量と本評価による放出量の比較方法</p>	<p>図1 MAAPコードによるソースターム解析をした評価方法と本評価による放出量の比較方法</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）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																															
	(参考1)	資料構成の相違																																																																																															
	<p>表6 ERI/MRC 02-202における原子炉格納容器への放出（高燃焼度燃料）</p> <p>Table 3.1 PWR Releases into Containment (High Burnup Fuel)¹</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Duration (Hours)</th> <th>Gap Release</th> <th>Early In-Vessel</th> <th>Ex-Vessel</th> <th>Late In-Vessel</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0.4 (0.5)²</td> <td>1.4 (1.3)</td> <td>2.0 (2.0)</td> <td>0.0 (14.0)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Noble Gases</td> <td>0.05, 0.07; 4.07; 0.07; 10² (0.0)</td> <td>4.60; 8.65; 0.45; 0.55; 1.0TR (0.2)</td> <td>4.3 (0)</td> <td>0 (0)</td> </tr> <tr> <td>Halogens</td> <td>0.05 (0.0)</td> <td>0.35; 0.97TR (0.1)</td> <td>0.25 (0.2)</td> <td>0.2 (0.1)</td> </tr> <tr> <td>Alkali Metals</td> <td>0.05 (0.0)</td> <td>0.25; 0.97TR (0.1)</td> <td>0.35 (0.3)</td> <td>0.1 (0.1)</td> </tr> <tr> <td>Tellurium group</td> <td>0.05 (0)</td> <td>0.10; 0.30; 0.30; 0.15; 0.7TR (0.0)</td> <td>0.40 (0.2)</td> <td>0.24 (0.05)</td> </tr> <tr> <td>Barium, Strontium</td> <td>0 (0)</td> <td>0.42; 0³ (0.0)</td> <td>0.1 (0.1)</td> <td>0 (0)</td> </tr> <tr> <td>Noble Metals</td> <td>(0)</td> <td>(0.002)</td> <td>(0.002)</td> <td>(0)</td> </tr> <tr> <td>Mn, Tc</td> <td>0</td> <td>0.15; 0.7; 0.1; 4.3; 6.7TR⁴</td> <td>0.07; 0.02; 0.1; 6.2 TR</td> <td>0; 0; 0.05; 0.05; TR</td> </tr> <tr> <td>Ru, Rh, Pd</td> <td>0</td> <td>0.605; 0.0015; 0.01; 0.01; 8.2TR</td> <td>0.02; 0.02; 0.42; 0.02 TR</td> <td>0.41; 0.01; 0.01; 0.16; TR</td> </tr> <tr> <td>Cerium group</td> <td>(0)</td> <td>(0.005)</td> <td>(0.001)</td> <td>(0)</td> </tr> <tr> <td>Ca</td> <td>0</td> <td>0.002; 0.0015; 0.01; 0.01; 0.02TR</td> <td>0.015; 0.005; 0.41; 0.01; TR</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Pu, Zr</td> <td>0</td> <td>0.0001; 4.000; 3.001; 0.012; 0.02TR</td> <td>0.005; 0.005; 0.41; 0.01; TR</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Np</td> <td>0</td> <td>0.011; 0.01; 0.01; 4.01; 4.02TR</td> <td>0.005; 0.005; 0.41; 0.01; TR</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Lanthanides (see group⁵)</td> <td>0; 0; 0; (0)</td> <td>1.0005; 0.005; 0.01 (0.002)</td> <td>0.005; 0.01; 0.01 (0.005)</td> <td>0; 0; 0 (0)</td> </tr> <tr> <td>La, Eu, Gd, Nd</td> <td>0; 0</td> <td>0.002; 0.02TR</td> <td>0.00; TR</td> <td>0; TR</td> </tr> <tr> <td>Y, Nd, Am, Cm</td> <td>0; 0</td> <td>0.002; 0.002TR</td> <td>0.00; TR</td> <td>0; TR</td> </tr> <tr> <td>Sm</td> <td>0; 0</td> <td>0.002; 1.02TR</td> <td>0.00; TR</td> <td>0; TR</td> </tr> <tr> <td>Pm, Sn</td> <td>0; 0</td> <td>0.002; 0.002TR</td> <td>0.00; TR</td> <td>0; TR</td> </tr> </tbody> </table> <p>¹ Note that it was the panel's understanding that only about 1/2 of the core will be high burnup fuel. This is a significant deviation from the panel's assessment analysis which proceeded for cores that were uniformly burned, usually to 19 GWd.</p> <p>Footnote Table 1:</p> <p>¹ The numbers in parentheses are those from NUREG-1465, Accident Source Terms for PWR Light-Water Nuclear Power Plants (Table 3.13).</p> <p>² TR = total release. The practice in France is to assign all releases following the gap release phase to the early in-vessel phase.</p> <p>³ ND = No entry; the panel member concluded that there was insufficient information upon which to base an informed opinion.</p> <p>⁴ Values should not be treated the same as Strontium. There is significant evidence that barium is much more volatile than strontium. NUREG-1465 and IAEA (2004) experiments show that more than 50% release from the fuel into a 100% steam flow to the annularizer. Strontium has a 10% release from fuel and 2% to the annularizer, based upon all data available to date.</p> <p>⁵ Three panel members related to NUREG-1465 broke down grouping e.g., one group, with two panel members subdivided the group into four subgroups.</p>	Duration (Hours)	Gap Release	Early In-Vessel	Ex-Vessel	Late In-Vessel	0.4 (0.5) ²	1.4 (1.3)	2.0 (2.0)	0.0 (14.0)		Noble Gases	0.05, 0.07; 4.07; 0.07; 10 ² (0.0)	4.60; 8.65; 0.45; 0.55; 1.0TR (0.2)	4.3 (0)	0 (0)	Halogens	0.05 (0.0)	0.35; 0.97TR (0.1)	0.25 (0.2)	0.2 (0.1)	Alkali Metals	0.05 (0.0)	0.25; 0.97TR (0.1)	0.35 (0.3)	0.1 (0.1)	Tellurium group	0.05 (0)	0.10; 0.30; 0.30; 0.15; 0.7TR (0.0)	0.40 (0.2)	0.24 (0.05)	Barium, Strontium	0 (0)	0.42; 0 ³ (0.0)	0.1 (0.1)	0 (0)	Noble Metals	(0)	(0.002)	(0.002)	(0)	Mn, Tc	0	0.15; 0.7; 0.1; 4.3; 6.7TR ⁴	0.07; 0.02; 0.1; 6.2 TR	0; 0; 0.05; 0.05; TR	Ru, Rh, Pd	0	0.605; 0.0015; 0.01; 0.01; 8.2TR	0.02; 0.02; 0.42; 0.02 TR	0.41; 0.01; 0.01; 0.16; TR	Cerium group	(0)	(0.005)	(0.001)	(0)	Ca	0	0.002; 0.0015; 0.01; 0.01; 0.02TR	0.015; 0.005; 0.41; 0.01; TR	0	Pu, Zr	0	0.0001; 4.000; 3.001; 0.012; 0.02TR	0.005; 0.005; 0.41; 0.01; TR	0	Np	0	0.011; 0.01; 0.01; 4.01; 4.02TR	0.005; 0.005; 0.41; 0.01; TR	0	Lanthanides (see group ⁵)	0; 0; 0; (0)	1.0005; 0.005; 0.01 (0.002)	0.005; 0.01; 0.01 (0.005)	0; 0; 0 (0)	La, Eu, Gd, Nd	0; 0	0.002; 0.02TR	0.00; TR	0; TR	Y, Nd, Am, Cm	0; 0	0.002; 0.002TR	0.00; TR	0; TR	Sm	0; 0	0.002; 1.02TR	0.00; TR	0; TR	Pm, Sn	0; 0	0.002; 0.002TR	0.00; TR	0; TR	
Duration (Hours)	Gap Release	Early In-Vessel	Ex-Vessel	Late In-Vessel																																																																																													
0.4 (0.5) ²	1.4 (1.3)	2.0 (2.0)	0.0 (14.0)																																																																																														
Noble Gases	0.05, 0.07; 4.07; 0.07; 10 ² (0.0)	4.60; 8.65; 0.45; 0.55; 1.0TR (0.2)	4.3 (0)	0 (0)																																																																																													
Halogens	0.05 (0.0)	0.35; 0.97TR (0.1)	0.25 (0.2)	0.2 (0.1)																																																																																													
Alkali Metals	0.05 (0.0)	0.25; 0.97TR (0.1)	0.35 (0.3)	0.1 (0.1)																																																																																													
Tellurium group	0.05 (0)	0.10; 0.30; 0.30; 0.15; 0.7TR (0.0)	0.40 (0.2)	0.24 (0.05)																																																																																													
Barium, Strontium	0 (0)	0.42; 0 ³ (0.0)	0.1 (0.1)	0 (0)																																																																																													
Noble Metals	(0)	(0.002)	(0.002)	(0)																																																																																													
Mn, Tc	0	0.15; 0.7; 0.1; 4.3; 6.7TR ⁴	0.07; 0.02; 0.1; 6.2 TR	0; 0; 0.05; 0.05; TR																																																																																													
Ru, Rh, Pd	0	0.605; 0.0015; 0.01; 0.01; 8.2TR	0.02; 0.02; 0.42; 0.02 TR	0.41; 0.01; 0.01; 0.16; TR																																																																																													
Cerium group	(0)	(0.005)	(0.001)	(0)																																																																																													
Ca	0	0.002; 0.0015; 0.01; 0.01; 0.02TR	0.015; 0.005; 0.41; 0.01; TR	0																																																																																													
Pu, Zr	0	0.0001; 4.000; 3.001; 0.012; 0.02TR	0.005; 0.005; 0.41; 0.01; TR	0																																																																																													
Np	0	0.011; 0.01; 0.01; 4.01; 4.02TR	0.005; 0.005; 0.41; 0.01; TR	0																																																																																													
Lanthanides (see group ⁵)	0; 0; 0; (0)	1.0005; 0.005; 0.01 (0.002)	0.005; 0.01; 0.01 (0.005)	0; 0; 0 (0)																																																																																													
La, Eu, Gd, Nd	0; 0	0.002; 0.02TR	0.00; TR	0; TR																																																																																													
Y, Nd, Am, Cm	0; 0	0.002; 0.002TR	0.00; TR	0; TR																																																																																													
Sm	0; 0	0.002; 1.02TR	0.00; TR	0; TR																																																																																													
Pm, Sn	0; 0	0.002; 0.002TR	0.00; TR	0; TR																																																																																													
	<p>表7 ERI/MRC 02-202における原子炉格納容器への放出（MOX燃料）</p> <p>Table 3.12 MOX Releases into Containment¹</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Duration (Hours)</th> <th>Gap Release</th> <th>Early In-Vessel</th> <th>Ex-Vessel</th> <th>Late In-Vessel</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0.3; 0.4; 0.4; 0.4; 0.4 (0.3)²</td> <td>1.4; 1.4; 1.4; 1.4; 1.5 (1.3)</td> <td>2.0 (2.0)</td> <td>0.0 (10.0)</td> <td>0 (0)</td> </tr> <tr> <td>Noble Gases</td> <td>0.05; 0.05; 0.05; 0.05; 0.07 (0.0)</td> <td>0.65; 0.65; 0.75; 0.93; 0.95 TR (0.2)</td> <td>0.4; 0.3; 0.3; TR (0)</td> <td>0 (0)</td> </tr> <tr> <td>Halogens</td> <td>0.05; 0.05; 0.05; 0.05; 0.07 (0.0)</td> <td>0.325; 0.35; 0.35; 0.375; 0.92TR (0.3)</td> <td>0.15; 0.2; 0.25; 0.25; TR (0.2)</td> <td>0.2; 0.2; 0.2; 0.2; TR (0.1)</td> </tr> <tr> <td>Alkali Metals</td> <td>0.05; 0.05; 0.05; 0.05; 0.07 (0.0)</td> <td>0.25; 0.30; 0.30; 0.30; 0.65TR (0.2)</td> <td>0.25; 0.25; 0.30; 0.30; TR (0.3)</td> <td>0.10; 0.15; 0.15; 0.15; TR (0.1)</td> </tr> <tr> <td>Tellurium group</td> <td>0; 0; 0; 0.005; 0.005 (0)</td> <td>0.1; 0.15; 0.3; 0.35; 0.7TR (0.0)</td> <td>0.4; 0.4; 0.4; 0.4; TR (0.2)</td> <td>0.1; 0.2; 0.2; 0.2; TR (0.005)</td> </tr> <tr> <td>Barium, Strontium</td> <td>NE³; NE; NE; 0; 0 (0)</td> <td>NE; NE; NE; 0.01; 0.1 (0.0)</td> <td>NE; NE; NE; 0.1; 0.1 (0.1)</td> <td>NE; NE; NE; 0; 0.01 (0)</td> </tr> <tr> <td>Noble Metals</td> <td>(0)</td> <td>(0.002)</td> <td>(0.002)</td> <td>(0)</td> </tr> <tr> <td>Mn, Tc</td> <td>NE; NE; NE; 0; 0</td> <td>NE; NE; NE; 0.1; 0.1</td> <td>NE; NE; NE; 0.01; 0.01</td> <td>NE; NE; NE; 0.3; 0.1</td> </tr> <tr> <td>Ru, Rh, Pd</td> <td>NE; NE; NE; 0; 0</td> <td>NE; NE; NE; 0.05; 0.1</td> <td>NE; NE; NE; 0.01; 0.01</td> <td>NE; NE; NE; 0.01; 0.01</td> </tr> <tr> <td>Cerium group</td> <td>(0)</td> <td>(0.005)</td> <td>(0.005)</td> <td>(0)</td> </tr> <tr> <td>Ca</td> <td>NE; NE; NE; 0; 0</td> <td>NE; NE; NE; NE; 0.01</td> <td>NE; NE; NE; 0.01; 0.01</td> <td>NE; NE; NE; NE; 0</td> </tr> <tr> <td>Pu, Zr</td> <td>NE; NE; NE; 0; 0</td> <td>NE; NE; NE; NE; 0.001</td> <td>NE; NE; NE; 0.001; 0.001</td> <td>NE; NE; NE; NE; 0</td> </tr> <tr> <td>Np</td> <td>NE; NE; NE; 0; 0</td> <td>NE; NE; NE; NE; 0.01</td> <td>NE; NE; NE; 0.01; 0.01</td> <td>NE; NE; NE; NE; 0</td> </tr> <tr> <td>Lanthanides</td> <td>NE; NE; NE; 0; 0 (0)</td> <td>NE; NE; NE; NE; 0.005 (0.002)</td> <td>NE; NE; NE; NE; 0.01 (0.005)</td> <td>NE; NE; NE; NE; 0 (0)</td> </tr> </tbody> </table> <p>¹ The numbers in parentheses are those from NUREG-1465, Accident Source Terms for PWR Light-Water Nuclear Power Plants (Table 3.11).</p> <p>² TR = total release. The practice in France is to not divide the source term into early in-vessel, ex-vessel, and late in-vessel phases.</p> <p>³ NE = No entry; the panel member concluded that there was insufficient information upon which to base an informed opinion.</p> <p>⁴ The values in Table 3.12 are for release from the MOX assemblies in the core and not from the LEU assemblies.</p>	Duration (Hours)	Gap Release	Early In-Vessel	Ex-Vessel	Late In-Vessel	0.3; 0.4; 0.4; 0.4; 0.4 (0.3) ²	1.4; 1.4; 1.4; 1.4; 1.5 (1.3)	2.0 (2.0)	0.0 (10.0)	0 (0)	Noble Gases	0.05; 0.05; 0.05; 0.05; 0.07 (0.0)	0.65; 0.65; 0.75; 0.93; 0.95 TR (0.2)	0.4; 0.3; 0.3; TR (0)	0 (0)	Halogens	0.05; 0.05; 0.05; 0.05; 0.07 (0.0)	0.325; 0.35; 0.35; 0.375; 0.92TR (0.3)	0.15; 0.2; 0.25; 0.25; TR (0.2)	0.2; 0.2; 0.2; 0.2; TR (0.1)	Alkali Metals	0.05; 0.05; 0.05; 0.05; 0.07 (0.0)	0.25; 0.30; 0.30; 0.30; 0.65TR (0.2)	0.25; 0.25; 0.30; 0.30; TR (0.3)	0.10; 0.15; 0.15; 0.15; TR (0.1)	Tellurium group	0; 0; 0; 0.005; 0.005 (0)	0.1; 0.15; 0.3; 0.35; 0.7TR (0.0)	0.4; 0.4; 0.4; 0.4; TR (0.2)	0.1; 0.2; 0.2; 0.2; TR (0.005)	Barium, Strontium	NE ³ ; NE; NE; 0; 0 (0)	NE; NE; NE; 0.01; 0.1 (0.0)	NE; NE; NE; 0.1; 0.1 (0.1)	NE; NE; NE; 0; 0.01 (0)	Noble Metals	(0)	(0.002)	(0.002)	(0)	Mn, Tc	NE; NE; NE; 0; 0	NE; NE; NE; 0.1; 0.1	NE; NE; NE; 0.01; 0.01	NE; NE; NE; 0.3; 0.1	Ru, Rh, Pd	NE; NE; NE; 0; 0	NE; NE; NE; 0.05; 0.1	NE; NE; NE; 0.01; 0.01	NE; NE; NE; 0.01; 0.01	Cerium group	(0)	(0.005)	(0.005)	(0)	Ca	NE; NE; NE; 0; 0	NE; NE; NE; NE; 0.01	NE; NE; NE; 0.01; 0.01	NE; NE; NE; NE; 0	Pu, Zr	NE; NE; NE; 0; 0	NE; NE; NE; NE; 0.001	NE; NE; NE; 0.001; 0.001	NE; NE; NE; NE; 0	Np	NE; NE; NE; 0; 0	NE; NE; NE; NE; 0.01	NE; NE; NE; 0.01; 0.01	NE; NE; NE; NE; 0	Lanthanides	NE; NE; NE; 0; 0 (0)	NE; NE; NE; NE; 0.005 (0.002)	NE; NE; NE; NE; 0.01 (0.005)	NE; NE; NE; NE; 0 (0)																					
Duration (Hours)	Gap Release	Early In-Vessel	Ex-Vessel	Late In-Vessel																																																																																													
0.3; 0.4; 0.4; 0.4; 0.4 (0.3) ²	1.4; 1.4; 1.4; 1.4; 1.5 (1.3)	2.0 (2.0)	0.0 (10.0)	0 (0)																																																																																													
Noble Gases	0.05; 0.05; 0.05; 0.05; 0.07 (0.0)	0.65; 0.65; 0.75; 0.93; 0.95 TR (0.2)	0.4; 0.3; 0.3; TR (0)	0 (0)																																																																																													
Halogens	0.05; 0.05; 0.05; 0.05; 0.07 (0.0)	0.325; 0.35; 0.35; 0.375; 0.92TR (0.3)	0.15; 0.2; 0.25; 0.25; TR (0.2)	0.2; 0.2; 0.2; 0.2; TR (0.1)																																																																																													
Alkali Metals	0.05; 0.05; 0.05; 0.05; 0.07 (0.0)	0.25; 0.30; 0.30; 0.30; 0.65TR (0.2)	0.25; 0.25; 0.30; 0.30; TR (0.3)	0.10; 0.15; 0.15; 0.15; TR (0.1)																																																																																													
Tellurium group	0; 0; 0; 0.005; 0.005 (0)	0.1; 0.15; 0.3; 0.35; 0.7TR (0.0)	0.4; 0.4; 0.4; 0.4; TR (0.2)	0.1; 0.2; 0.2; 0.2; TR (0.005)																																																																																													
Barium, Strontium	NE ³ ; NE; NE; 0; 0 (0)	NE; NE; NE; 0.01; 0.1 (0.0)	NE; NE; NE; 0.1; 0.1 (0.1)	NE; NE; NE; 0; 0.01 (0)																																																																																													
Noble Metals	(0)	(0.002)	(0.002)	(0)																																																																																													
Mn, Tc	NE; NE; NE; 0; 0	NE; NE; NE; 0.1; 0.1	NE; NE; NE; 0.01; 0.01	NE; NE; NE; 0.3; 0.1																																																																																													
Ru, Rh, Pd	NE; NE; NE; 0; 0	NE; NE; NE; 0.05; 0.1	NE; NE; NE; 0.01; 0.01	NE; NE; NE; 0.01; 0.01																																																																																													
Cerium group	(0)	(0.005)	(0.005)	(0)																																																																																													
Ca	NE; NE; NE; 0; 0	NE; NE; NE; NE; 0.01	NE; NE; NE; 0.01; 0.01	NE; NE; NE; NE; 0																																																																																													
Pu, Zr	NE; NE; NE; 0; 0	NE; NE; NE; NE; 0.001	NE; NE; NE; 0.001; 0.001	NE; NE; NE; NE; 0																																																																																													
Np	NE; NE; NE; 0; 0	NE; NE; NE; NE; 0.01	NE; NE; NE; 0.01; 0.01	NE; NE; NE; NE; 0																																																																																													
Lanthanides	NE; NE; NE; 0; 0 (0)	NE; NE; NE; NE; 0.005 (0.002)	NE; NE; NE; NE; 0.01 (0.005)	NE; NE; NE; NE; 0 (0)																																																																																													

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.8 原子炉格納容器への核分裂生成物の放出割合の設定について）

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）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																																								
	<p>表8 SAND2011-0128における原子炉格納容器への放出（高燃焼度燃料）</p> <p>Table 13. Comparison of PWR high burnup durations and release fractions (bold entries) with those recommended for PWRs in NUREG-1465 (parenthetical entries).</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Gap Release</th> <th>In-vessel Release</th> <th>Ex-vessel Release</th> <th>Late In-vessel Release</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Duration (hours)</td> <td>0.22 (0.5)</td> <td>4.5 (1.5)</td> <td>4.8 (2.0)</td> <td>143 (10)</td> </tr> <tr> <td colspan="5">Release Fractions of Radionuclide Groups</td> </tr> <tr> <td>Noble Gases (Kr, Xe)</td> <td>0.017 (0.05)</td> <td>0.94 (0.95)</td> <td>0.011 (0)</td> <td>0.003 (0)</td> </tr> <tr> <td>Halogens (Br, I)</td> <td>0.004 (0.05)</td> <td>0.37 (0.35)</td> <td>0.011 (0.25)</td> <td>0.21 (0.10)</td> </tr> <tr> <td>Alkali Metals (Rb, Cs)</td> <td>0.003 (0.05)</td> <td>0.23 (0.25)</td> <td>0.02 (0.35)</td> <td>0.06 (0.10)</td> </tr> <tr> <td>Alkaline Earths (Sr, Ba)</td> <td>0.0006 (0)</td> <td>0.004 (0.02)</td> <td>0.003 (0.10)</td> <td>- (-)</td> </tr> <tr> <td>Tellurium Group (Te, Se, Sb)</td> <td>0.004 (0)</td> <td>0.30 (0.05)</td> <td>0.003 (0.25)</td> <td>0.10 (0.005)</td> </tr> <tr> <td>Molybdenum (Mo, Tc, Nb)</td> <td>-</td> <td>0.08 (0.0025)</td> <td>0.01 (0.0025)</td> <td>0.03 (0)</td> </tr> <tr> <td>Noble Metals (Ru, Pd, Rh, etc.)</td> <td>-</td> <td>0.006 (0.0025)</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Lanthanides (Y, La, Sm, Pr, etc.)</td> <td>-</td> <td>1.5x10⁻⁶ (2x10⁻⁶)</td> <td>1.3x10⁻⁵ (0.005)</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Cerium Group (Ce, Pu, Zr, etc.)</td> <td>-</td> <td>1.5x10⁻⁶ (5x10⁻⁶)</td> <td>2.4x10⁻⁴ (0.005)</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table> <p>表9 SAND2011-0128における原子炉格納容器への放出（MOX燃料）</p> <p>Table 16. Comparison of proposed source term for an ice-condenser PWR with a 40% MOX core (bold entries) to the NUREG-1465 source term for PWRs (parenthetical entries).</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Gap Release</th> <th>In-vessel Release</th> <th>Ex-vessel Release</th> <th>Late In-vessel Release</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Duration (hours)</td> <td>0.36 (0.50)</td> <td>4.4 (1.3)</td> <td>6.5 (2.0)</td> <td>16 (10)</td> </tr> <tr> <td colspan="5">Release Fractions of Radionuclide Groups</td> </tr> <tr> <td>Noble Gases (Kr, Xe)</td> <td>0.028 (0.050)</td> <td>0.86 (0.95)</td> <td>0.05 (0)</td> <td>0.028 (0)</td> </tr> <tr> <td>Halogens (Br, I)</td> <td>0.028 (0.050)</td> <td>0.48 (0.35)</td> <td>0.06 (0.25)</td> <td>0.056 (0.10)</td> </tr> <tr> <td>Alkali Metals (Rb, Cs)</td> <td>0.014 (0.050)</td> <td>0.44 (0.25)</td> <td>0.07 (0.35)</td> <td>0.025 (0.10)</td> </tr> <tr> <td>Alkaline Earths (Sr, Ba)</td> <td>-</td> <td>0.0015 (0.020)</td> <td>0.008 (0.1)</td> <td>9x10⁻³ (0)</td> </tr> <tr> <td>Tellurium Group (Te, Se, Sb)</td> <td>0.014 (0)</td> <td>0.48 (0.25)</td> <td>0.04 (0.25)</td> <td>0.056 (0.005)</td> </tr> <tr> <td>Molybdenum (Mo, Tc, Nb)</td> <td>-</td> <td>0.27 (0.0025)</td> <td>0.024 (0.0025)</td> <td>0.024 (0)</td> </tr> <tr> <td>Noble Metals (Ru, Pd, Rh, etc.)</td> <td>-</td> <td>0.005 (0.0025)</td> <td>0.0025 (0.0025)</td> <td>3 x10⁻⁴ (0)</td> </tr> <tr> <td>Lanthanides (Y, La, Sm, Pr, etc.)</td> <td>-</td> <td>1.1 x10⁻⁶ (0.0002)</td> <td>3 x10⁻⁵ (0.005)</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Cerium Group (Ce, Pu, Zr, etc.)</td> <td>-</td> <td>1.0 x10⁻⁶ (0.0005)</td> <td>5 x10⁻⁴ (0.005)</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table>		Gap Release	In-vessel Release	Ex-vessel Release	Late In-vessel Release	Duration (hours)	0.22 (0.5)	4.5 (1.5)	4.8 (2.0)	143 (10)	Release Fractions of Radionuclide Groups					Noble Gases (Kr, Xe)	0.017 (0.05)	0.94 (0.95)	0.011 (0)	0.003 (0)	Halogens (Br, I)	0.004 (0.05)	0.37 (0.35)	0.011 (0.25)	0.21 (0.10)	Alkali Metals (Rb, Cs)	0.003 (0.05)	0.23 (0.25)	0.02 (0.35)	0.06 (0.10)	Alkaline Earths (Sr, Ba)	0.0006 (0)	0.004 (0.02)	0.003 (0.10)	- (-)	Tellurium Group (Te, Se, Sb)	0.004 (0)	0.30 (0.05)	0.003 (0.25)	0.10 (0.005)	Molybdenum (Mo, Tc, Nb)	-	0.08 (0.0025)	0.01 (0.0025)	0.03 (0)	Noble Metals (Ru, Pd, Rh, etc.)	-	0.006 (0.0025)	-	-	Lanthanides (Y, La, Sm, Pr, etc.)	-	1.5x10⁻⁶ (2x10 ⁻⁶)	1.3x10⁻⁵ (0.005)	-	Cerium Group (Ce, Pu, Zr, etc.)	-	1.5x10⁻⁶ (5x10 ⁻⁶)	2.4x10⁻⁴ (0.005)	-		Gap Release	In-vessel Release	Ex-vessel Release	Late In-vessel Release	Duration (hours)	0.36 (0.50)	4.4 (1.3)	6.5 (2.0)	16 (10)	Release Fractions of Radionuclide Groups					Noble Gases (Kr, Xe)	0.028 (0.050)	0.86 (0.95)	0.05 (0)	0.028 (0)	Halogens (Br, I)	0.028 (0.050)	0.48 (0.35)	0.06 (0.25)	0.056 (0.10)	Alkali Metals (Rb, Cs)	0.014 (0.050)	0.44 (0.25)	0.07 (0.35)	0.025 (0.10)	Alkaline Earths (Sr, Ba)	-	0.0015 (0.020)	0.008 (0.1)	9x10⁻³ (0)	Tellurium Group (Te, Se, Sb)	0.014 (0)	0.48 (0.25)	0.04 (0.25)	0.056 (0.005)	Molybdenum (Mo, Tc, Nb)	-	0.27 (0.0025)	0.024 (0.0025)	0.024 (0)	Noble Metals (Ru, Pd, Rh, etc.)	-	0.005 (0.0025)	0.0025 (0.0025)	3 x10⁻⁴ (0)	Lanthanides (Y, La, Sm, Pr, etc.)	-	1.1 x10⁻⁶ (0.0002)	3 x10⁻⁵ (0.005)	-	Cerium Group (Ce, Pu, Zr, etc.)	-	1.0 x10⁻⁶ (0.0005)	5 x10⁻⁴ (0.005)	-	
	Gap Release	In-vessel Release	Ex-vessel Release	Late In-vessel Release																																																																																																																						
Duration (hours)	0.22 (0.5)	4.5 (1.5)	4.8 (2.0)	143 (10)																																																																																																																						
Release Fractions of Radionuclide Groups																																																																																																																										
Noble Gases (Kr, Xe)	0.017 (0.05)	0.94 (0.95)	0.011 (0)	0.003 (0)																																																																																																																						
Halogens (Br, I)	0.004 (0.05)	0.37 (0.35)	0.011 (0.25)	0.21 (0.10)																																																																																																																						
Alkali Metals (Rb, Cs)	0.003 (0.05)	0.23 (0.25)	0.02 (0.35)	0.06 (0.10)																																																																																																																						
Alkaline Earths (Sr, Ba)	0.0006 (0)	0.004 (0.02)	0.003 (0.10)	- (-)																																																																																																																						
Tellurium Group (Te, Se, Sb)	0.004 (0)	0.30 (0.05)	0.003 (0.25)	0.10 (0.005)																																																																																																																						
Molybdenum (Mo, Tc, Nb)	-	0.08 (0.0025)	0.01 (0.0025)	0.03 (0)																																																																																																																						
Noble Metals (Ru, Pd, Rh, etc.)	-	0.006 (0.0025)	-	-																																																																																																																						
Lanthanides (Y, La, Sm, Pr, etc.)	-	1.5x10⁻⁶ (2x10 ⁻⁶)	1.3x10⁻⁵ (0.005)	-																																																																																																																						
Cerium Group (Ce, Pu, Zr, etc.)	-	1.5x10⁻⁶ (5x10 ⁻⁶)	2.4x10⁻⁴ (0.005)	-																																																																																																																						
	Gap Release	In-vessel Release	Ex-vessel Release	Late In-vessel Release																																																																																																																						
Duration (hours)	0.36 (0.50)	4.4 (1.3)	6.5 (2.0)	16 (10)																																																																																																																						
Release Fractions of Radionuclide Groups																																																																																																																										
Noble Gases (Kr, Xe)	0.028 (0.050)	0.86 (0.95)	0.05 (0)	0.028 (0)																																																																																																																						
Halogens (Br, I)	0.028 (0.050)	0.48 (0.35)	0.06 (0.25)	0.056 (0.10)																																																																																																																						
Alkali Metals (Rb, Cs)	0.014 (0.050)	0.44 (0.25)	0.07 (0.35)	0.025 (0.10)																																																																																																																						
Alkaline Earths (Sr, Ba)	-	0.0015 (0.020)	0.008 (0.1)	9x10⁻³ (0)																																																																																																																						
Tellurium Group (Te, Se, Sb)	0.014 (0)	0.48 (0.25)	0.04 (0.25)	0.056 (0.005)																																																																																																																						
Molybdenum (Mo, Tc, Nb)	-	0.27 (0.0025)	0.024 (0.0025)	0.024 (0)																																																																																																																						
Noble Metals (Ru, Pd, Rh, etc.)	-	0.005 (0.0025)	0.0025 (0.0025)	3 x10⁻⁴ (0)																																																																																																																						
Lanthanides (Y, La, Sm, Pr, etc.)	-	1.1 x10⁻⁶ (0.0002)	3 x10⁻⁵ (0.005)	-																																																																																																																						
Cerium Group (Ce, Pu, Zr, etc.)	-	1.0 x10⁻⁶ (0.0005)	5 x10⁻⁴ (0.005)	-																																																																																																																						

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.8 原子炉格納容器への核分裂生成物の放出割合の設定について）

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）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																												
<p style="text-align: center;">(参考)</p> <p style="text-align: center;">各核種グループの内訳について</p> <p>NUREG-1465の高燃焼度燃料やMOX燃料の適用については、現在の知見では、否定されるものではないものの、高燃焼度燃料及びMOX燃料に対するNUREG-1465の適用に関する専門家での議論の中でNUREG-1465に比べて大きな放出割合が提案されている核種グループもある。本評価で用いたモデルでの評価において、各核種グループの内訳を確認する。</p> <p>環境に放出される放射性物質について、NUREG-1465に示される各核種グループの内訳としてI-131等価量換算値を第9-1表に、ガンマ線エネルギー0.5MeV換算値を第9-2表に示す。</p> <p>MOX燃料に対するNUREG-1465の適用に関する専門家での議論の中で、NUREG-1465に比べて大きな放出割合が提案されているTe類やRu類については、大気中への放射性物質における寄与割合は小さく、本評価の観点には大きな影響を及ぼすものではない。</p> <p style="text-align: center;">第9-1表 環境に放出される放射性物質の各核種グループの内訳 (I-131等価量換算)</p> <table border="1" data-bbox="250 874 936 1257"> <thead> <tr> <th>核種グループ</th> <th>放出放射能 (注1, 2, 3) (Bq)</th> <th>内訳 (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>希ガス類</td><td>約 0.0</td><td>0</td></tr> <tr><td>ヨウ素類</td><td>約 7.7×10¹³</td><td>62</td></tr> <tr><td>Cs類</td><td>約 1.9×10¹³</td><td>16</td></tr> <tr><td>Te類</td><td>約 4.2×10¹²</td><td>3</td></tr> <tr><td>Ba類</td><td>約 7.7×10¹²</td><td>6</td></tr> <tr><td>Ru類</td><td>約 4.9×10¹¹</td><td><1</td></tr> <tr><td>Ce類</td><td>約 9.4×10¹²</td><td>8</td></tr> <tr><td>La類</td><td>約 5.7×10¹²</td><td>5</td></tr> <tr><td>合計</td><td>約 1.2×10¹⁴</td><td>100</td></tr> </tbody> </table> <p>(注1) 7日間積算放出量 (注2) 有効数値3桁目を四捨五入し2桁に丸めた値</p>	核種グループ	放出放射能 (注1, 2, 3) (Bq)	内訳 (%)	希ガス類	約 0.0	0	ヨウ素類	約 7.7×10 ¹³	62	Cs類	約 1.9×10 ¹³	16	Te類	約 4.2×10 ¹²	3	Ba類	約 7.7×10 ¹²	6	Ru類	約 4.9×10 ¹¹	<1	Ce類	約 9.4×10 ¹²	8	La類	約 5.7×10 ¹²	5	合計	約 1.2×10 ¹⁴	100	<p style="text-align: center;">(参考2)</p> <p style="text-align: center;">各核種グループの内訳について</p> <p>NUREG-1465の高燃焼度燃料やMOX燃料の適用については、現在の知見では、否定されるものではないものの、高燃焼度燃料及びMOX燃料に対するNUREG-1465の適用に関する専門家での議論の中でNUREG-1465に比べて大きな放出割合が提案されている核種グループもある。本評価で用いたモデルでの評価において、各核種グループの内訳を確認する。</p> <p>環境に放出される放射性物質について、NUREG-1465に示される各核種グループの内訳としてI-131等価量換算値を表10に、ガンマ線エネルギー0.5MeV換算値を表11に示す。I-131等価量換算はハロゲン（ヨウ素類）が約55%、Ce類が約15%、Cs類が約12%、La類が約12%、その他が約7%となっており、ガンマ線エネルギー0.5MeV換算は希ガス類が91%、ハロゲン（ヨウ素類）が7%、Cs類が2%、その他が約1%となっている。</p> <p>なお、MOX燃料に対するNUREG-1465の適用に関する専門家での議論の中で、NUREG-1465に比べて大きな放出割合が提案されているTe類やRu類については、大気中への放射性物質における寄与割合は小さく、本評価の観点には大きな影響を及ぼすものではない。</p> <p style="text-align: center;">表10 環境に放出される放射性物質の各核種グループの内訳 (I-131等価量換算)</p> <table border="1" data-bbox="1220 861 1832 1321"> <thead> <tr> <th>核種グループ</th> <th>放出放射能 (注1, 2) (Bq)</th> <th>寄与割合 (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Xe類</td><td>0.0E+00</td><td>0</td></tr> <tr><td>I類</td><td>8.2E+13</td><td>55</td></tr> <tr><td>Cs類</td><td>1.7E+13</td><td>12</td></tr> <tr><td>Te類</td><td>3.8E+12</td><td>3</td></tr> <tr><td>Ba類</td><td>6.1E+12</td><td>4</td></tr> <tr><td>Ru類</td><td>5.9E+11</td><td><1</td></tr> <tr><td>Ce類</td><td>2.2E+13</td><td>15</td></tr> <tr><td>La類</td><td>1.7E+13</td><td>12</td></tr> <tr><td>合計</td><td>1.5E+14</td><td>100</td></tr> </tbody> </table> <p>(注1) 7日間積算放出量 (注2) 有効数値3桁目を四捨五入し2桁に丸めた値</p>	核種グループ	放出放射能 (注1, 2) (Bq)	寄与割合 (%)	Xe類	0.0E+00	0	I類	8.2E+13	55	Cs類	1.7E+13	12	Te類	3.8E+12	3	Ba類	6.1E+12	4	Ru類	5.9E+11	<1	Ce類	2.2E+13	15	La類	1.7E+13	12	合計	1.5E+14	100	<p>記載方針の相違 (玄海と同様)</p>
核種グループ	放出放射能 (注1, 2, 3) (Bq)	内訳 (%)																																																												
希ガス類	約 0.0	0																																																												
ヨウ素類	約 7.7×10 ¹³	62																																																												
Cs類	約 1.9×10 ¹³	16																																																												
Te類	約 4.2×10 ¹²	3																																																												
Ba類	約 7.7×10 ¹²	6																																																												
Ru類	約 4.9×10 ¹¹	<1																																																												
Ce類	約 9.4×10 ¹²	8																																																												
La類	約 5.7×10 ¹²	5																																																												
合計	約 1.2×10 ¹⁴	100																																																												
核種グループ	放出放射能 (注1, 2) (Bq)	寄与割合 (%)																																																												
Xe類	0.0E+00	0																																																												
I類	8.2E+13	55																																																												
Cs類	1.7E+13	12																																																												
Te類	3.8E+12	3																																																												
Ba類	6.1E+12	4																																																												
Ru類	5.9E+11	<1																																																												
Ce類	2.2E+13	15																																																												
La類	1.7E+13	12																																																												
合計	1.5E+14	100																																																												

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.8 原子炉格納容器への核分裂生成物の放出割合の設定について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																												
<p>第9-2表 環境に放出される放射性物質の各核種グループの内訳 (ガンマ線エネルギー0.5MeV換算)</p> <table border="1" data-bbox="228 331 963 721"> <thead> <tr> <th>核種グループ</th> <th>放出放射能量 (注1, 2, 3) (Bq)</th> <th>内訳 (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>希ガス類</td><td>約 1.0×10^{16}</td><td>92</td></tr> <tr><td>ヨウ素類</td><td>約 6.1×10^{14}</td><td>6</td></tr> <tr><td>Cs類</td><td>約 1.7×10^{14}</td><td>2</td></tr> <tr><td>Te類</td><td>約 2.9×10^{13}</td><td><1</td></tr> <tr><td>Ba類</td><td>約 2.0×10^{13}</td><td><1</td></tr> <tr><td>Ru類</td><td>約 8.6×10^{11}</td><td><1</td></tr> <tr><td>Ce類</td><td>約 1.3×10^{12}</td><td><1</td></tr> <tr><td>La類</td><td>約 3.7×10^{12}</td><td><1</td></tr> <tr><td>合計</td><td>約 1.1×10^{16}</td><td>100</td></tr> </tbody> </table> <p>(注1) 7日間積算放出量 (注2) 有効数値3桁目を四捨五入し2桁に丸めた値</p>	核種グループ	放出放射能量 (注1, 2, 3) (Bq)	内訳 (%)	希ガス類	約 1.0×10^{16}	92	ヨウ素類	約 6.1×10^{14}	6	Cs類	約 1.7×10^{14}	2	Te類	約 2.9×10^{13}	<1	Ba類	約 2.0×10^{13}	<1	Ru類	約 8.6×10^{11}	<1	Ce類	約 1.3×10^{12}	<1	La類	約 3.7×10^{12}	<1	合計	約 1.1×10^{16}	100	<p>表11 環境に放出される放射性物質の各核種グループの内訳 (ガンマ線エネルギー0.5MeV換算)</p> <table border="1" data-bbox="1236 322 1868 794"> <thead> <tr> <th>核種グループ</th> <th>放出放射能量^(注1, 2) (Bq)</th> <th>寄与割合 (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Xe類</td><td>8.7E+15</td><td>91</td></tr> <tr><td>I類</td><td>6.7E+14</td><td>7</td></tr> <tr><td>Cs類</td><td>1.7E+14</td><td>2</td></tr> <tr><td>Te類</td><td>3.1E+13</td><td><1</td></tr> <tr><td>Ba類</td><td>1.7E+13</td><td><1</td></tr> <tr><td>Ru類</td><td>9.9E+11</td><td><1</td></tr> <tr><td>Ce類</td><td>1.1E+12</td><td><1</td></tr> <tr><td>La類</td><td>2.9E+12</td><td><1</td></tr> <tr><td>合計</td><td>9.5E+15</td><td>100</td></tr> </tbody> </table> <p>(注1) 7日間積算放出量 (注2) 有効数値3桁目を四捨五入し2桁に丸めた値</p>	核種グループ	放出放射能量 ^(注1, 2) (Bq)	寄与割合 (%)	Xe類	8.7E+15	91	I類	6.7E+14	7	Cs類	1.7E+14	2	Te類	3.1E+13	<1	Ba類	1.7E+13	<1	Ru類	9.9E+11	<1	Ce類	1.1E+12	<1	La類	2.9E+12	<1	合計	9.5E+15	100	
核種グループ	放出放射能量 (注1, 2, 3) (Bq)	内訳 (%)																																																												
希ガス類	約 1.0×10^{16}	92																																																												
ヨウ素類	約 6.1×10^{14}	6																																																												
Cs類	約 1.7×10^{14}	2																																																												
Te類	約 2.9×10^{13}	<1																																																												
Ba類	約 2.0×10^{13}	<1																																																												
Ru類	約 8.6×10^{11}	<1																																																												
Ce類	約 1.3×10^{12}	<1																																																												
La類	約 3.7×10^{12}	<1																																																												
合計	約 1.1×10^{16}	100																																																												
核種グループ	放出放射能量 ^(注1, 2) (Bq)	寄与割合 (%)																																																												
Xe類	8.7E+15	91																																																												
I類	6.7E+14	7																																																												
Cs類	1.7E+14	2																																																												
Te類	3.1E+13	<1																																																												
Ba類	1.7E+13	<1																																																												
Ru類	9.9E+11	<1																																																												
Ce類	1.1E+12	<1																																																												
La類	2.9E+12	<1																																																												
合計	9.5E+15	100																																																												

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.9 原子炉格納容器等へのエアロゾルの沈着効果について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.1.9</p> <p style="text-align: center;">原子炉格納容器等へのエアロゾルの沈着効果について</p> <p>原子炉格納容器内におけるエアロゾルの自然沈着について、財団法人 原子力発電技術機構（以下、NUPEC とする。）による検討「平成9年度 NUREG-1465 のソースタームを用いた放射性物質放出量の評価に関する報告書」（平成10年3月）（以下「NUPEC 報告書」とする。）において、エアロゾルの重力沈着速度を用いたモデルが検討されている。</p> <p>このモデルの概要を以下に示す。</p> <p>原子炉格納容器内での重力沈降速度を V_d とすると、原子炉格納容器内の核分裂生成物の沈着による減少率は、原子炉格納容器内が一様に混合されているものとし、以下の式から求められる。なお、大飯発電所3号機及び4号機の原子炉格納容器床面積及び原子炉格納容器自由体積の値を用いている。</p> $\lambda_d = V_d \frac{A_f}{V_g} = 6.94 \times 10^{-3} \text{ (1/時)}$ <p> λ_d : 自然沈着率 (1/s) V_d : 重力沈降速度 (m/s) A_f : 原子炉格納容器床面積 (m²) (大飯発電所3号機及び4号機 1,452 m²) V_g : 原子炉格納容器自由体積 (m³) (大飯発電所3号機及び4号機 72,900 m³) </p> <p>ここで、V_d の算出については、エアロゾルが沈降する際の終端速度を求める式であるストークスの式を適用し、以下のように表される。</p> $V_d = \frac{2r_p^2(\rho_p - \rho_g)g}{9\mu_g} \approx \frac{2r_p^2\rho_p g}{9\mu_g}$ <p> r_p : エアロゾル半径(m) ρ_p : エアロゾル密度(kg/m³) ρ_g : 気体の密度(kg/m³) g : 重力加速度(m/s²) μ_g : 気体の粘度(Pa・s) </p> <p>各パラメータの値を第1表にまとめる。なお、ここで示したパラメータは NUPEC 報告書に記載され</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.1.9</p> <p style="text-align: center;">原子炉格納容器等へのエアロゾルの沈着効果について</p> <p>原子炉格納容器内におけるエアロゾルの自然沈着について、財団法人 原子力発電技術機構（以下、NUPEC とする。）による検討「平成9年度 NUREG-1465 のソースタームを用いた放射性物質放出量の評価に関する報告書」（平成10年3月）（以下「NUPEC 報告書」とする。）において、エアロゾルの重力沈着速度を用いたモデルが検討されている。</p> <p>このモデルの概要を以下に示す。</p> <p>原子炉格納容器内での重力沈降速度を k_g とすると、原子炉格納容器内の核分裂生成物の沈着による減少率は、原子炉格納容器内が一様に混合されているものとし、以下の式から求められる。なお、泊発電所3号炉の原子炉格納容器床面積及び原子炉格納容器自由体積の値を用いている。</p> $\lambda_d = k_g \frac{A_f}{V_g}$ <p> λ_d : 自然沈着率 (1/s) k_g : 重力沈降速度 (m/s) A_f : 原子炉格納容器床面積(m²) V_g : 原子炉格納容器自由体積(m³) </p> <p>ここで、k_g の算出については、エアロゾルが沈降する際の終端速度を求める式であるストークスの式を適用し、以下のように表される。</p> $k_g = \frac{2r_p^2(\rho_p - \rho_g)g}{9\mu_g} \approx \frac{2r_p^2\rho_p g}{9\mu_g}$ <p> r_p : エアロゾル半径(m) ρ_p : エアロゾル密度(kg/m³) ρ_g : 気体の密度(kg/m³) g : 重力加速度(m/s²) μ_g : 気体の粘度(Pa・s) </p> <p>各パラメータの値を表1にまとめる。なお、ここで示したパラメータは NUPEC 報告書に記載されて</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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.9 原子炉格納容器等へのエアロゾルの沈着効果について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																										
<p>ている値である。</p> <p style="text-align: center;">第1表 評価に用いたパラメータ</p> <table border="1" data-bbox="226 268 965 488"> <thead> <tr> <th>パラメータ</th> <th>値</th> <th>備考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>エアロゾル半径 r_p (m)</td> <td>0.5×10^{-6}</td> <td>粒径 $1 \mu\text{m}$ のエアロゾルを想定</td> </tr> <tr> <td>エアロゾル密度 ρ_p (kg/m³)</td> <td>3.2×10^3</td> <td>NUPEC 報告書より</td> </tr> <tr> <td>気体の密度 ρ_g (kg/m³)</td> <td>—</td> <td>エアロゾル密度と比べ小さいため無視</td> </tr> <tr> <td>重力加速度 g (m/s²)</td> <td>9.8</td> <td>理科年表より</td> </tr> <tr> <td>気体の粘度 μ_g (Pa・s)</td> <td>1.8×10^{-5}</td> <td>NUPEC 報告書より</td> </tr> </tbody> </table> <p>(参考) NUPEC「平成9年度 NUREG-1465 のソースタームを用いた放射性物質放出量の評価に関する報告書(平成10年3月)」 抜粋</p> <p>(1)自然沈着</p> <ul style="list-style-type: none"> ・希ガス 指針類及び設置許可申請書と同様に沈着しない。 ・有機ヨウ素（ガス） 指針類及び設置許可申請書と同様に沈着しない。 ・無機ヨウ素（ガス） 9.0×10^{-4} (1/s)：自然沈着率 (λ_d) CSE A6実験⁽³⁾の無機ヨウ素の濃度変化では、時刻0分で濃度$10^5 \mu\text{g}/\text{m}^3$であったものが、時刻30分で$1.995 \times 10^4 \mu\text{g}/\text{m}^3$となる。 $\lambda_d = -\frac{1}{30 \times 60} \log \left(\frac{1.995 \times 10^4}{10^5} \right) = 9.0 \times 10^{-4} (1/s)$ ・CsI(エアロゾル) 1.9×10^{-6} (1/s)：自然沈着率 (λ_d) $1 \mu\text{m}$の大きさのエアロゾルの重力沈降速度を用い、雰囲気中に一様に混合していると仮定して、格納容器床面積と自由体積との比を乗じて求められる。 $V_d = \frac{2 r_p^2 (\rho_p - \rho_g) g}{9 \mu_g} \approx \frac{2 r_p^2 \rho_p g}{9 \mu_g}$ $= \frac{2 \times (1 \times 10^{-6} / 2)^2 \times 3.2 \times 10^3 \times 9.8}{9 \times 1.8 \times 10^{-5}} = 9.68 \times 10^{-5} (\text{m/s})$ $\lambda_d = V_d \frac{A_F}{V_G} \approx 9.68 \times 10^{-5} \times \frac{\pi \times 21.5^2}{73700} = 1.9 \times 10^{-6} (1/s)$ ・Cs,Te,Sr,Ru,Ce,La CsIと同じ扱いとする。 	パラメータ	値	備考	エアロゾル半径 r_p (m)	0.5×10^{-6}	粒径 $1 \mu\text{m}$ のエアロゾルを想定	エアロゾル密度 ρ_p (kg/m ³)	3.2×10^3	NUPEC 報告書より	気体の密度 ρ_g (kg/m ³)	—	エアロゾル密度と比べ小さいため無視	重力加速度 g (m/s ²)	9.8	理科年表より	気体の粘度 μ_g (Pa・s)	1.8×10^{-5}	NUPEC 報告書より	<p>いる値である。</p> <p style="text-align: center;">表1 評価に用いたパラメータ</p> <table border="1" data-bbox="1133 256 1861 512"> <thead> <tr> <th>パラメータ</th> <th>値</th> <th>備考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CV床面積 (m²)</td> <td>1250</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>CV自由体積 (m³)</td> <td>65500</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>エアロゾル半径 r_p (m)</td> <td>0.5×10^{-6}</td> <td>粒径 $1 \mu\text{m}$ のエアロゾルを想定</td> </tr> <tr> <td>エアロゾル密度 ρ_p (kg/m³)</td> <td>3.2×10^3</td> <td>NUPEC 報告書より</td> </tr> <tr> <td>気体の密度 ρ_g (kg/m³)</td> <td>—</td> <td>エアロゾル密度と比べ小さいため無視</td> </tr> <tr> <td>重力加速度 g (m/s²)</td> <td>9.8</td> <td>理科年表より</td> </tr> <tr> <td>気体の粘度 μ_g (Pa・s)</td> <td>1.8×10^{-5}</td> <td>NUPEC 報告書より</td> </tr> </tbody> </table> <p>(参考) NUPEC「平成9年度 NUREG-1465 のソースタームを用いた放射性物質放出量の評価に関する報告書(平成10年3月)」 抜粋</p> <p>(1)自然沈着</p> <ul style="list-style-type: none"> ・希ガス 指針類及び設置許可申請書と同様に沈着しない。 ・有機ヨウ素（ガス） 指針類及び設置許可申請書と同様に沈着しない。 ・無機ヨウ素（ガス） 9.0×10^{-4} (1/s)：自然沈着率 (λ_d) CSE A6実験⁽³⁾の無機ヨウ素の濃度変化では、時刻0分で濃度$10^5 \mu\text{g}/\text{m}^3$であったものが、時刻30分で$1.995 \times 10^4 \mu\text{g}/\text{m}^3$となる。 $\lambda_d = -\frac{1}{30 \times 60} \log \left(\frac{1.995 \times 10^4}{10^5} \right) = 9.0 \times 10^{-4} (1/s)$ ・CsI(エアロゾル) 1.9×10^{-6} (1/s)：自然沈着率 (λ_d) $1 \mu\text{m}$の大きさのエアロゾルの重力沈降速度を用い、雰囲気中に一様に混合していると仮定して、格納容器床面積と自由体積との比を乗じて求められる。 $V_d = \frac{2 r_p^2 (\rho_p - \rho_g) g}{9 \mu_g} \approx \frac{2 r_p^2 \rho_p g}{9 \mu_g}$ $= \frac{2 \times (1 \times 10^{-6} / 2)^2 \times 3.2 \times 10^3 \times 9.8}{9 \times 1.8 \times 10^{-5}} = 9.68 \times 10^{-5} (\text{m/s})$ $\lambda_d = V_d \frac{A_F}{V_G} \approx 9.68 \times 10^{-5} \times \frac{\pi \times 21.5^2}{73700} = 1.9 \times 10^{-6} (1/s)$ ・Cs,Te,Sr,Ru,Ce,La CsIと同じ扱いとする。 	パラメータ	値	備考	CV床面積 (m ²)	1250	設計値	CV自由体積 (m ³)	65500	設計値	エアロゾル半径 r_p (m)	0.5×10^{-6}	粒径 $1 \mu\text{m}$ のエアロゾルを想定	エアロゾル密度 ρ_p (kg/m ³)	3.2×10^3	NUPEC 報告書より	気体の密度 ρ_g (kg/m ³)	—	エアロゾル密度と比べ小さいため無視	重力加速度 g (m/s ²)	9.8	理科年表より	気体の粘度 μ_g (Pa・s)	1.8×10^{-5}	NUPEC 報告書より	
パラメータ	値	備考																																										
エアロゾル半径 r_p (m)	0.5×10^{-6}	粒径 $1 \mu\text{m}$ のエアロゾルを想定																																										
エアロゾル密度 ρ_p (kg/m ³)	3.2×10^3	NUPEC 報告書より																																										
気体の密度 ρ_g (kg/m ³)	—	エアロゾル密度と比べ小さいため無視																																										
重力加速度 g (m/s ²)	9.8	理科年表より																																										
気体の粘度 μ_g (Pa・s)	1.8×10^{-5}	NUPEC 報告書より																																										
パラメータ	値	備考																																										
CV床面積 (m ²)	1250	設計値																																										
CV自由体積 (m ³)	65500	設計値																																										
エアロゾル半径 r_p (m)	0.5×10^{-6}	粒径 $1 \mu\text{m}$ のエアロゾルを想定																																										
エアロゾル密度 ρ_p (kg/m ³)	3.2×10^3	NUPEC 報告書より																																										
気体の密度 ρ_g (kg/m ³)	—	エアロゾル密度と比べ小さいため無視																																										
重力加速度 g (m/s ²)	9.8	理科年表より																																										
気体の粘度 μ_g (Pa・s)	1.8×10^{-5}	NUPEC 報告書より																																										

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.10 スプレイによるエアロゾルの除去速度の設定について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.1.10</p> <p style="text-align: center;">スプレイによるエアロゾルの除去速度の設定について</p> <p>重大事故時に炉心から格納容器へ放出されるガス状、粒子状の放射性物質は、沈着や拡散だけでなくスプレイによる除去等の効果によっても、原子炉格納容器内での挙動に影響を受ける。従って、NUREG-1465 や MAAP にはこれらの挙動に係る評価式、評価モデル或いは実験に基づき設定された値等が示されており、審査ガイドでもこれら効果の考慮について示されている。</p> <p>このうちエアロゾルに対するスプレイ効果の考慮について、本評価で知見として参考とした NUREG-1465 ではその効果について適切に考慮することとされていることも踏まえ、SRP6.5.2において示されるエアロゾルに対するスプレイ効果及び NUPEC 実験結果に基づいたスプレイ効率を用いることとしている。設定の考え方について以下に整理した。</p> <p>1. SRP6.5.2 エアロゾルに対するスプレイ効果の式</p> <p>米国 SRP6.5.2 では、スプレイ領域におけるスプレイによるエアロゾルの除去速度を以下の式により算出している。</p> <p>この評価式は、米国新設プラント (US-APWR、AP-1000) の設計基準事象に対する評価においても用いられており、また、シビアアクシデント解析コードである MELCOR や MAAP に組み込まれているものである。</p> $\lambda_s = \frac{3hFE}{2V_s D}$ <p> λ_s : スプレイ除去速度 h : スプレイ液滴落下高さ V_s : スプレイ領域の体積 F : スプレイ流量 E : 捕集効率 D : スプレイ液滴直径 </p> <p>2. スプレイ効率 (E/D) の設定について</p> <p>今回の評価では、E/D を 7 と設定した。その妥当性について以下に示す。</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.1.10</p> <p style="text-align: center;">スプレイによるエアロゾルの除去速度の設定について</p> <p>重大事故時に炉心から原子炉格納容器へ放出されるガス状、粒子状の放射性物質は、沈着や拡散だけでなくスプレイによる除去等の効果によっても、原子炉格納容器内での挙動に影響を受ける。従って、NUREG-1465 や MAAP にはこれらの挙動に係る評価式、評価モデル或いは実験に基づき設定された値等が示されており、審査ガイドでもこれら効果の考慮について示されている。</p> <p>このうちエアロゾルに対するスプレイ効果の考慮について、本評価で知見として参考とした NUREG-1465 ではその効果について適切に考慮することとされていることも踏まえ、SRP6.5.2において示されるエアロゾルに対するスプレイ効果及び NUPEC 実験結果に基づいたスプレイ効率を用いることとしている。設定の考え方について以下に整理した。</p> <p>1. SRP6.5.2 エアロゾルに対するスプレイ効果の式</p> <p>米国 SRP6.5.2 では、スプレイ領域におけるスプレイによるエアロゾルの除去速度を以下の式により算出している。</p> <p>この評価式は、米国新設プラント (US-APWR、AP-1000) の設計基準事象に対する評価においても用いられており、また、シビアアクシデント解析コードである MELCOR や MAAP に組み込まれているものである。</p> $\lambda_s = \frac{3hFE}{2VD}$ <p> λ_s : スプレイ除去速度 [h⁻¹] V : スプレイ領域の体積 [m³] E : 捕集効率 [-] </p> <p> h : スプレイ液滴落下高さ [m] F : スプレイ流量 [m³/h] D : スプレイ液滴直径 [m] </p> <p>2. スプレイ効率 (E/D) の設定について</p> <p>スプレイの効率を表すパラメータとして、単一液滴による除去効率を表すパラメータである捕集効率 E をスプレイ液滴直径 D で除した値 E/D が用いられる。一般的にスプレイ液滴直径が小さいほど E/D の値は大きくなる傾向にあり、本設スプレイ相当では E/D は 10m⁻¹ 以上確保できるとされている (SRP6.5.2)。ただし、本設に比べ流量が少なくなると想定される代替スプレイの実施時には E/D は低下することが考えられる。</p> <p>今回の評価では、E/D を 7 と設定した。その妥当性について以下に示す。</p>	<p>記載方針の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

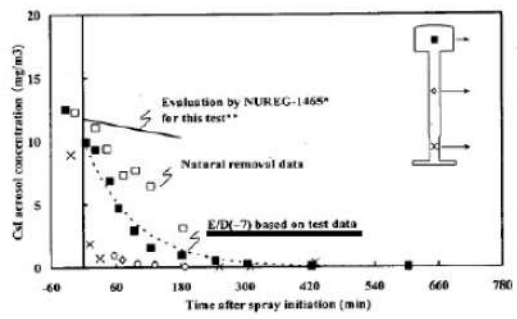
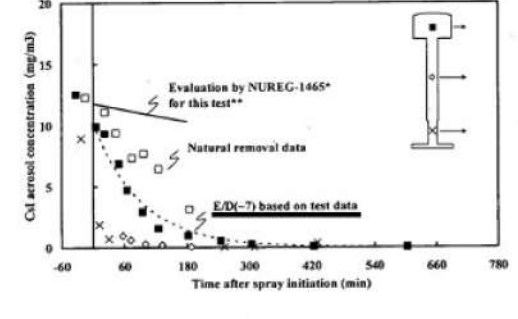
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.10 スプレイによるエアロゾルの除去速度の設定について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(1) NUPEC 試験</p> <p>「重要構造物安全評価（原子炉格納容器信頼性実証事業）に関する総括報告書 平成15年3月 財団法人原子力発電技術機構」において、シビアアクシデント時のスプレイの効果について模擬試験及び評価が以下の通り実施されている。その結果を適用し、本評価ではスプレイ効率 (E/D) を7と設定する。</p> <p>なお、エアロゾルに対するスプレイ効果については、エアロゾルの除染係数 (DF) がある値に達すると除去速度が緩やかになるという NUREG/CR-0009 の結果に基づき、今回の評価では、除去速度が緩やかになる時点の DF を「カットオフ DF」と定義し、SRP6.5.2にて提案されているカットオフ DF と同じ50と設定した。SRP6.5.2ではDF50 到達以降は、E/D を1/10とするとの考え方も示されており、その考えに従い、カットオフ DF50 を超えた後のスプレイ効果については、E/D=0.7と設定した。</p>	<div data-bbox="1198 199 1814 686" data-label="Diagram"> <p>スプレイ液滴直径 D：小 ⇒ 表面積/体積：大 ⇒ スプレイ効率 E/D：大</p> <p>スプレイ液滴直径 D：大 ⇒ 表面積/体積：小 ⇒ スプレイ効率 E/D：小</p> <p>図 スプレイ効率について</p> </div> <p>(1) NUPEC 試験</p> <p>「重要構造物安全評価（原子炉格納容器信頼性実証事業）に関する総括報告書平成15年3月財団法人原子力発電技術機構」において、シビアアクシデント時のスプレイの効果について模擬試験及び評価が以下の通り実施されている。その結果を適用し、本評価ではスプレイ効率 (E/D) を7と設定する。</p> <p>なお、エアロゾルに対するスプレイ効果については、エアロゾルの除染係数 (DF) がある値に達すると除去速度が緩やかになるという NUREG/CR-0009 の結果に基づき、今回の評価では、除去速度が緩やかになる時点の DF を「カットオフ DF」と定義し、SRP6.5.2にて提案されているカットオフ DF と同じ50と設定した。SRP6.5.2ではDF50 到達以降は、E/D を1/10とするとの考え方も示されており、その考えに従い、カットオフ DF50 を超えた後のスプレイ効果については、E/D=0.7と設定した。</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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.10 スプレイによるエアロゾルの除去速度の設定について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>さらに、同図中には前述のBWRの場合の結果と同様に、NUREG-1465⁽¹⁾から評価したエアロゾル濃度計算値を実線及び破線で示した。これから、PWRの場合にもNUREG-1465で用いているE/D=1の値はスプレイによる除去効果を過小評価し、この場合のE/Dの値は約7で試験結果とほぼ一致することが分かる。これは、BWRの場合と同様主に蒸気凝縮（拡散泳動）によるエアロゾル除去効果がスプレイ期間中の予測値よりも大きいことを示している。</p>  <p>*スプレイによる除去係数およびこれに含まれる捕集効率Eと液滴直径Dの比</p> $\lambda_{spr} = \frac{3hF E}{2V D}$ $E/D = 1(m^{-1})$ <p>**代表的なPWR条件</p> <p>$h = 18(m)$ $V = 12.2(m^3)$ $F = 0.020(m^3/hr)$</p>	<p>さらに、同図中には前述のBWRの場合の結果と同様に、NUREG-1465⁽¹⁾から評価したエアロゾル濃度計算値を実線及び破線で示した。これから、PWRの場合にもNUREG-1465で用いているE/D=1の値はスプレイによる除去効果を過小評価し、この場合のE/Dの値は約7で試験結果とほぼ一致することが分かる。これは、BWRの場合と同様主に蒸気凝縮（拡散泳動）によるエアロゾル除去効果がスプレイ期間中の予測値よりも大きいことを示している。</p>  <p>*スプレイによる除去係数およびこれに含まれる捕集効率Eと液滴直径Dの比</p> $\lambda_{spr} = \frac{3hF E}{2V D}$ $E/D = 1(m^{-1})$ <p>**代表的なPWR条件</p> <p>$h = 18(m)$ $V = 12.2(m^3)$ $F = 0.020(m^3/hr)$</p>	
<p>図3.2-12 PWR模擬試験（基本条件）結果とNUREG-1465評価値との比較</p>	<p>図3.2-12 PWR模擬試験（基本条件）結果とNUREG-1465評価値との比較</p>	
<p>(2) 大飯発電所3号機及び4号機への適用</p> <p>大飯発電所3号機及び4号機の今回の評価では、NUPEC 模擬試験に基づき、E/D=7としている。NUPEC 模擬試験では、PCCV4 ループプラントのシビアアクシデント状況を想定し、スプレイによる除去効果を確認した結果、スプレイ粒径 1.5mm の条件の下で、E/D=7 との結果が得られている。</p> <p>CSE 実験での結果から、温度、圧力等の条件の違いがスプレイ効率に与える影響は小さいのに対し、スプレイ粒径は大きく影響を与えることがわかる（添付-1 参照）。</p> <p>よって、NUPEC の試験結果である E/D=7 を適用するためには、スプレイ粒径が 1.5mm を上回らないことを確認する必要がある。</p> <p>スプレイ粒径については、スプレイノズルを放出される際の流速で決まるものであり、大飯発電所3号機及び4号機の場合、スプレイ粒径 1.5mm 以下を達成するためには、スプレイポンプ流量 120m³/h が必要である。今回の評価で用いた大飯発電所3号機及び4号機の代替格納容器スプレイ流量 130m³/h (> 120m³/h) であり、スプレイ粒径 1.5mm 以下を達成できているため、E/D=7 を適用することは妥当である。</p>	<p>(2) 泊発電所3号炉への適用</p> <p>泊発電所3号炉の今回の評価では、NUPEC 模擬試験に基づき、E/D=7 [m⁻¹]としている。NUPEC の試験では PCCV4 ループプラントのシビアアクシデント状況を想定し、スプレイによる除去効果を確認した結果、スプレイ粒径 1.5mm の条件の下で、E/D=7 [m⁻¹]との結果が得られている。PCCV プラントと泊発電所3号炉では、シビアアクシデント時の温度や圧力について若干の差があるものと思われるが、CSE 実験での結果から、温度、圧力等の条件の違いがスプレイ効率に与える影響は小さいのに対し、スプレイ粒径Dは大きく影響を与えることがわかる（添付1 参照）。</p> <p>よって、NUPEC の試験結果である E/D=7 [m⁻¹]を適用するためには、スプレイ粒径が 1.5mm を上回らないことを確認する必要がある。</p> <p>スプレイ粒径については、スプレイノズルを放出される際の流速で決まるものであり、泊発電所3号炉の場合、スプレイ粒径 1.5mm 以下を達成するためには、スプレイポンプ流量 100m³/h が必要である。今回の評価で用いた泊発電所3号炉の代替格納容器スプレイ流量 140m³/h (> 100m³/h) であり、スプレイ粒径 1.5mm 以下を達成できているため、E/D=7 を適用することは妥当である。</p>	<p>記載方針の相違 ・記載は模擬CVを採用する伊方3号炉と同様 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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.10 スプレイによるエアゾルの除去速度の設定について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																																																																										
添付-1 CSE データ (“Removal of Iodine and Particles by Sprays in the Containment Systems Experiment” Nuclear Technology Vol.10, 1971)	添付1 CSE データ (“Removal of Iodine and Particles by Sprays in the Containment Systems Experiment” Nuclear Technology Vol.10, 1971)	添付1																																																																																																																																																										
CSE での各試験での条件表を以下に示す。	CSE での各試験での条件表を以下に示す。																																																																																																																																																											
<p style="text-align: center;">TABLE II Experimental Conditions—CSE Spray Tests</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th></th> <th>Run A-3</th> <th>Run A-4</th> <th>Run A-6</th> <th>Run A-7</th> <th>Run A-8</th> <th>Run A-9</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Atmosphere</td> <td>Air</td> <td>Air</td> <td>Steam-air</td> <td>Steam-air</td> <td>Steam-air</td> <td>Steam-air</td> </tr> <tr> <td>Temperature, °F</td> <td>77</td> <td>77</td> <td>250</td> <td>250</td> <td>250</td> <td>250</td> </tr> <tr> <td>Pressure, psia</td> <td>14.6</td> <td>14.6</td> <td>44</td> <td>50</td> <td>48</td> <td>44</td> </tr> <tr> <td>Nozzle type</td> <td>a</td> <td>a</td> <td>a</td> <td>a</td> <td>b</td> <td>c</td> </tr> <tr> <td>Drop MMD, μ^d</td> <td>1210</td> <td>1210</td> <td>1210</td> <td>1210</td> <td>770</td> <td>1220</td> </tr> <tr> <td>Geometric standard deviation, σ</td> <td>1.53</td> <td>1.53</td> <td>1.53</td> <td>1.53</td> <td>1.50</td> <td>1.50</td> </tr> <tr> <td>Number of nozzles</td> <td>3</td> <td>12</td> <td>12</td> <td>12</td> <td>12</td> <td>12</td> </tr> <tr> <td>Spray rate, gal/min</td> <td>12.8</td> <td>48.8</td> <td>49</td> <td>49</td> <td>80.5</td> <td>145</td> </tr> <tr> <td>Total spray volume, gal</td> <td>510</td> <td>1950</td> <td>1960</td> <td>1060</td> <td>2020</td> <td>2300</td> </tr> <tr> <td>Spray solution</td> <td>e</td> <td>e</td> <td>f</td> <td>e</td> <td>f</td> <td>f</td> </tr> </tbody> </table> <p>^aSpraying Systems Co. 3/4 TG3, full cone. ^e525 ppm boron as H₂BO₃ in NaOH, pH 9.5. ^bSpraying Systems Co. 3/8 A20, hollow cone. ^f3000 ppm boron as H₂BO₃ in NaOH, pH 9.5. ^cSpraying Systems Co. 3/4 A50, hollow cone. ^g3000 ppm boron as H₂BO₃ in demineralized water pH 5. ^dMass median diameter.</p>		Run A-3	Run A-4	Run A-6	Run A-7	Run A-8	Run A-9	Atmosphere	Air	Air	Steam-air	Steam-air	Steam-air	Steam-air	Temperature, °F	77	77	250	250	250	250	Pressure, psia	14.6	14.6	44	50	48	44	Nozzle type	a	a	a	a	b	c	Drop MMD, μ ^d	1210	1210	1210	1210	770	1220	Geometric standard deviation, σ	1.53	1.53	1.53	1.53	1.50	1.50	Number of nozzles	3	12	12	12	12	12	Spray rate, gal/min	12.8	48.8	49	49	80.5	145	Total spray volume, gal	510	1950	1960	1060	2020	2300	Spray solution	e	e	f	e	f	f	<p style="text-align: center;">TABLE II Experimental Conditions—CSE Spray Tests</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th></th> <th>Run A-3</th> <th>Run A-4</th> <th>Run A-6</th> <th>Run A-7</th> <th>Run A-8</th> <th>Run A-9</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Atmosphere</td> <td>Air</td> <td>Air</td> <td>Steam-air</td> <td>Steam-air</td> <td>Steam-air</td> <td>Steam-air</td> </tr> <tr> <td>Temperature, °F</td> <td>77</td> <td>77</td> <td>250</td> <td>250</td> <td>250</td> <td>250</td> </tr> <tr> <td>Pressure, psia</td> <td>14.6</td> <td>14.6</td> <td>44</td> <td>50</td> <td>48</td> <td>44</td> </tr> <tr> <td>Nozzle type</td> <td>a</td> <td>a</td> <td>a</td> <td>a</td> <td>b</td> <td>c</td> </tr> <tr> <td>Drop MMD, μ^d</td> <td>1210</td> <td>1210</td> <td>1210</td> <td>1210</td> <td>770</td> <td>1220</td> </tr> <tr> <td>Geometric standard deviation, σ</td> <td>1.53</td> <td>1.53</td> <td>1.53</td> <td>1.53</td> <td>1.50</td> <td>1.50</td> </tr> <tr> <td>Number of nozzles</td> <td>3</td> <td>12</td> <td>12</td> <td>12</td> <td>12</td> <td>12</td> </tr> <tr> <td>Spray rate, gal/min</td> <td>12.8</td> <td>48.8</td> <td>49</td> <td>49</td> <td>80.5</td> <td>145</td> </tr> <tr> <td>Total spray volume, gal</td> <td>510</td> <td>1950</td> <td>1960</td> <td>1060</td> <td>2020</td> <td>2300</td> </tr> <tr> <td>Spray solution</td> <td>e</td> <td>e</td> <td>f</td> <td>e</td> <td>f</td> <td>f</td> </tr> </tbody> </table> <p>^aSpraying Systems Co. 3/4 TG3, full cone. ^e525 ppm boron as H₂BO₃ in NaOH, pH 9.5. ^bSpraying Systems Co. 3/8 A20, hollow cone. ^f3000 ppm boron as H₂BO₃ in NaOH, pH 9.5. ^cSpraying Systems Co. 3/4 A50, hollow cone. ^g3000 ppm boron as H₂BO₃ in demineralized water pH 5. ^dMass median diameter.</p>		Run A-3	Run A-4	Run A-6	Run A-7	Run A-8	Run A-9	Atmosphere	Air	Air	Steam-air	Steam-air	Steam-air	Steam-air	Temperature, °F	77	77	250	250	250	250	Pressure, psia	14.6	14.6	44	50	48	44	Nozzle type	a	a	a	a	b	c	Drop MMD, μ ^d	1210	1210	1210	1210	770	1220	Geometric standard deviation, σ	1.53	1.53	1.53	1.53	1.50	1.50	Number of nozzles	3	12	12	12	12	12	Spray rate, gal/min	12.8	48.8	49	49	80.5	145	Total spray volume, gal	510	1950	1960	1060	2020	2300	Spray solution	e	e	f	e	f	f	
	Run A-3	Run A-4	Run A-6	Run A-7	Run A-8	Run A-9																																																																																																																																																						
Atmosphere	Air	Air	Steam-air	Steam-air	Steam-air	Steam-air																																																																																																																																																						
Temperature, °F	77	77	250	250	250	250																																																																																																																																																						
Pressure, psia	14.6	14.6	44	50	48	44																																																																																																																																																						
Nozzle type	a	a	a	a	b	c																																																																																																																																																						
Drop MMD, μ ^d	1210	1210	1210	1210	770	1220																																																																																																																																																						
Geometric standard deviation, σ	1.53	1.53	1.53	1.53	1.50	1.50																																																																																																																																																						
Number of nozzles	3	12	12	12	12	12																																																																																																																																																						
Spray rate, gal/min	12.8	48.8	49	49	80.5	145																																																																																																																																																						
Total spray volume, gal	510	1950	1960	1060	2020	2300																																																																																																																																																						
Spray solution	e	e	f	e	f	f																																																																																																																																																						
	Run A-3	Run A-4	Run A-6	Run A-7	Run A-8	Run A-9																																																																																																																																																						
Atmosphere	Air	Air	Steam-air	Steam-air	Steam-air	Steam-air																																																																																																																																																						
Temperature, °F	77	77	250	250	250	250																																																																																																																																																						
Pressure, psia	14.6	14.6	44	50	48	44																																																																																																																																																						
Nozzle type	a	a	a	a	b	c																																																																																																																																																						
Drop MMD, μ ^d	1210	1210	1210	1210	770	1220																																																																																																																																																						
Geometric standard deviation, σ	1.53	1.53	1.53	1.53	1.50	1.50																																																																																																																																																						
Number of nozzles	3	12	12	12	12	12																																																																																																																																																						
Spray rate, gal/min	12.8	48.8	49	49	80.5	145																																																																																																																																																						
Total spray volume, gal	510	1950	1960	1060	2020	2300																																																																																																																																																						
Spray solution	e	e	f	e	f	f																																																																																																																																																						
また、この条件で得られたスプレイ効率の結果を以下に示す。	また、この条件で得られたスプレイ効率の結果を以下に示す。																																																																																																																																																											
<p style="text-align: center;">TABLE IX Summary of Initial Spray Washout Coefficients</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Run No.</th> <th colspan="4">λ_S Observed, min^{-1a}</th> </tr> <tr> <th>Elemental Iodine</th> <th>Particulate Iodine</th> <th>Iodine on Charcoal Paper</th> <th>Total Inorganic^b Iodine</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A-3</td> <td>0.126</td> <td>0.055</td> <td>0.058</td> <td>0.125</td> </tr> <tr> <td>A-4</td> <td>0.495</td> <td>0.277</td> <td>0.063</td> <td>0.43</td> </tr> <tr> <td>A-6</td> <td>0.330</td> <td>0.32</td> <td>0.154</td> <td>0.31</td> </tr> <tr> <td>A-7</td> <td>0.315</td> <td>0.31</td> <td>0</td> <td>0.20</td> </tr> <tr> <td>A-8</td> <td>1.08</td> <td>0.99</td> <td>0.365</td> <td>0.96</td> </tr> <tr> <td>A-9</td> <td>1.20</td> <td>1.15</td> <td>0.548</td> <td>1.14</td> </tr> </tbody> </table> <p>^aFor first spray period, corrected for natural removal on vessel surfaces. ^bIncludes iodine deposited on Maypack inlet.</p>	Run No.	λ _S Observed, min ^{-1a}				Elemental Iodine	Particulate Iodine	Iodine on Charcoal Paper	Total Inorganic ^b Iodine	A-3	0.126	0.055	0.058	0.125	A-4	0.495	0.277	0.063	0.43	A-6	0.330	0.32	0.154	0.31	A-7	0.315	0.31	0	0.20	A-8	1.08	0.99	0.365	0.96	A-9	1.20	1.15	0.548	1.14	<p style="text-align: center;">TABLE IX Summary of Initial Spray Washout Coefficients</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Run No.</th> <th colspan="4">λ_S Observed, min^{-1a}</th> </tr> <tr> <th>Elemental Iodine</th> <th>Particulate Iodine</th> <th>Iodine on Charcoal Paper</th> <th>Total Inorganic^b Iodine</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A-3</td> <td>0.126</td> <td>0.055</td> <td>0.058</td> <td>0.125</td> </tr> <tr> <td>A-4</td> <td>0.495</td> <td>0.277</td> <td>0.063</td> <td>0.43</td> </tr> <tr> <td>A-6</td> <td>0.330</td> <td>0.32</td> <td>0.154</td> <td>0.31</td> </tr> <tr> <td>A-7</td> <td>0.315</td> <td>0.31</td> <td>0</td> <td>0.20</td> </tr> <tr> <td>A-8</td> <td>1.08</td> <td>0.99</td> <td>0.365</td> <td>0.96</td> </tr> <tr> <td>A-9</td> <td>1.20</td> <td>1.15</td> <td>0.548</td> <td>1.14</td> </tr> </tbody> </table> <p>^aFor first spray period, corrected for natural removal on vessel surfaces. ^bIncludes iodine deposited on Maypack inlet.</p>	Run No.	λ _S Observed, min ^{-1a}				Elemental Iodine	Particulate Iodine	Iodine on Charcoal Paper	Total Inorganic ^b Iodine	A-3	0.126	0.055	0.058	0.125	A-4	0.495	0.277	0.063	0.43	A-6	0.330	0.32	0.154	0.31	A-7	0.315	0.31	0	0.20	A-8	1.08	0.99	0.365	0.96	A-9	1.20	1.15	0.548	1.14																																																																													
Run No.		λ _S Observed, min ^{-1a}																																																																																																																																																										
	Elemental Iodine	Particulate Iodine	Iodine on Charcoal Paper	Total Inorganic ^b Iodine																																																																																																																																																								
A-3	0.126	0.055	0.058	0.125																																																																																																																																																								
A-4	0.495	0.277	0.063	0.43																																																																																																																																																								
A-6	0.330	0.32	0.154	0.31																																																																																																																																																								
A-7	0.315	0.31	0	0.20																																																																																																																																																								
A-8	1.08	0.99	0.365	0.96																																																																																																																																																								
A-9	1.20	1.15	0.548	1.14																																																																																																																																																								
Run No.	λ _S Observed, min ^{-1a}																																																																																																																																																											
	Elemental Iodine	Particulate Iodine	Iodine on Charcoal Paper	Total Inorganic ^b Iodine																																																																																																																																																								
A-3	0.126	0.055	0.058	0.125																																																																																																																																																								
A-4	0.495	0.277	0.063	0.43																																																																																																																																																								
A-6	0.330	0.32	0.154	0.31																																																																																																																																																								
A-7	0.315	0.31	0	0.20																																																																																																																																																								
A-8	1.08	0.99	0.365	0.96																																																																																																																																																								
A-9	1.20	1.15	0.548	1.14																																																																																																																																																								
この結果から、温度及び圧力を変化させて試験を実施した A-4、A-6 及び A-7 での” Particulate Iodine” の結果を比較すると、数割の範囲で一致しており、大きな差は生じていない。これに対し、スプレイ粒径を小さくした A-8 では、3 倍以上スプレイ効率が向上していることがわかる。	この結果から、温度及び圧力を変化させて試験を実施した A-4、A-6 及び A-7 での” Particulate Iodine” の結果を比較すると、数割の範囲で一致しており、大きな差は生じていない。これに対し、スプレイ粒径を小さくした A-8 では、3 倍以上スプレイ効率が向上していることがわかる。																																																																																																																																																											

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.11 原子炉格納容器漏えい率の設定について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.1.11</p> <p style="text-align: center;">原子炉格納容器漏えい率の設定について</p> <p>原子炉格納容器からの漏えい率については、有効性評価で想定する事故収束に成功した事故シーケンスのうち、原子炉格納容器内圧力が高く推移する事故シーケンスである「大破断 LOCA 時に ECCS 注入および CV スプレイ注入を失敗するシーケンス」における原子炉格納容器内の圧力解析結果に対応した漏えい率に余裕を見込んだ値を設定している。</p> <p>原子炉格納容器からの漏えい率は、原子炉格納容器内圧力が最高使用圧力の 0.9 倍の圧力以下の場合(1)に示す式を、超える場合は(2)に示す式を使用する。</p> <p>(1) 原子炉格納容器内圧力が最高使用圧力の 0.9 倍以下の場合 最高使用圧力の 0.9 倍以下の漏えい率を保守的に評価するために差圧流の式より算出する。</p> $\frac{L_t}{L_d} = \sqrt{\frac{\Delta P_t}{\Delta P_d} \cdot \frac{\rho_d}{\rho_t}}$ <p>L : 漏えい率 L_d : 設計漏えい率 ΔP : 原子炉格納容器内外差圧 ρ : 原子炉格納容器内密度 d : 添え字“d”は漏えい試験時の状態を表す t : 添え字“t”は事故時の状態を表す</p> <p>(2) 原子炉格納容器内圧力が最高使用圧力の 0.9 倍より大きい場合 圧力が上昇すれば、流体は圧縮性流体の挙動を示すため、原子炉格納容器内圧力が最高使用圧力の 0.9 倍より大きい場合は圧縮性流体の層流・乱流の状態を考慮する。漏えい率は差圧流の式、圧縮性流体の層流、または乱流を考慮した式の 3 式から得られる値の内、最大の値とする。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.2.1.1.11</p> <p style="text-align: center;">原子炉格納容器漏えい率の設定について</p> <p>Cs-137 の放出量評価に用いる原子炉格納容器からの漏えい率については、有効性評価で想定する事故収束に成功した事故シーケンスのうち、炉心溶融が早く、事象進展中、原子炉格納容器内圧力が高く推移する事故シーケンスである「大破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」における原子炉格納容器内の圧力解析結果に対応した漏えい率に余裕を見込んだ値を設定している。</p> <p>原子炉格納容器からの漏えい率は、原子炉格納容器内圧力が最高使用圧力の 0.9 倍の圧力以下の場合(1)に示す式を、超える場合は(2)に示す式を使用する。</p> <p>(1) 原子炉格納容器内圧力が最高使用圧力の 0.9 倍以下の場合 最高使用圧力の 0.9 倍以下の漏えい率を保守的に評価するために差圧流の式（これまでの設計事象で使用）より算出する。</p> $\frac{L_t}{L_d} = \sqrt{\frac{\Delta P_t}{\Delta P_d} \cdot \frac{\rho_d}{\rho_t}}$ <p>L: 漏えい率 L_d: 設計漏えい率 ΔP: 原子炉格納容器内外差圧 ρ: 原子炉格納容器内密度 d: 添え字“d”は漏えい試験時の状態を表す t: 添え字“t”は事故時の状態を表す</p> <p>(2) 原子炉格納容器内圧力が最高使用圧力の 0.9 倍より大きい場合 圧力が上昇すれば、流体は圧縮性流体の挙動を示すため、原子炉格納容器内圧力が最高使用圧力の 0.9 倍より大きい場合は圧縮性流体の層流・乱流の状態を考慮する。漏えい率は差圧流の式、圧縮性流体の層流、または乱流を考慮した式の 3 式から得られる値の内、最大の値とする。</p>	<p>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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.11 原子炉格納容器漏えい率の設定について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
$\frac{L_i}{L_d} = \max \left[\begin{array}{l} \frac{\mu_i}{\mu_d} \cdot \frac{2k_i}{k_i-1} \cdot \frac{P_i}{P_d} \cdot \frac{\left(\left(\frac{P_{leak,i}}{P_i} \right)^{\frac{1}{k_i}} - \frac{P_{leak,i}}{P_i} \right)}{\left(\left(\frac{P_{leak,d}}{P_d} \right)^{\frac{1}{k_d}} - \frac{P_{leak,d}}{P_d} \right)} \\ \frac{2k_i}{k_i-1} \cdot \frac{P_i}{P_d} \cdot \frac{\rho_d}{\rho_i} \cdot \frac{\left(\left(\frac{P_{leak,i}}{P_i} \right)^{\frac{2}{k_i}} - \left(\frac{P_{leak,i}}{P_i} \right)^{\frac{k_i+1}{k_i}} \right)}{\left(\left(\frac{P_{leak,d}}{P_d} \right)^{\frac{2}{k_d}} - \left(\frac{P_{leak,d}}{P_d} \right)^{\frac{k_d+1}{k_d}} \right)} \\ \left(\frac{\Delta P_i}{\Delta P_d} \cdot \frac{\rho_d}{\rho_i} \right)^{\frac{1}{2}} \end{array} \right]$ <p> P : 原子炉格納容器内圧力 P_{leak} : 漏えい口出口での圧力 ρ_{leak} : 漏えい口出口での気体密度 μ : 原子炉格納容器内の気体の粘性係数 k : 原子炉格納容器内の気体の比熱比 P_{atm} : 大気圧 </p> $\frac{P_{leak,i}}{P_i} = \max \left(\left(\frac{2}{k_i+1} \right)^{\frac{k_i}{k_i-1}} \cdot \frac{P_{atm}}{P_i} \right)$ $\frac{P_{leak,d}}{P_d} = \max \left(\left(\frac{2}{k_d+1} \right)^{\frac{k_d}{k_d-1}} \cdot \frac{P_{atm}}{P_d} \right)$	$\frac{L_i}{L_d} = \max \left[\begin{array}{l} \frac{\mu_i}{\mu_d} \cdot \frac{2k_i}{k_i-1} \cdot \frac{P_i}{P_d} \cdot \frac{\left(\left(\frac{P_{leak,i}}{P_i} \right)^{\frac{1}{k_i}} - \frac{P_{leak,i}}{P_i} \right)}{\left(\left(\frac{P_{leak,d}}{P_d} \right)^{\frac{1}{k_d}} - \frac{P_{leak,d}}{P_d} \right)} \\ \frac{2k_i}{k_i-1} \cdot \frac{P_i}{P_d} \cdot \frac{\rho_d}{\rho_i} \cdot \frac{\left(\left(\frac{P_{leak,i}}{P_i} \right)^{\frac{2}{k_i}} - \left(\frac{P_{leak,i}}{P_i} \right)^{\frac{k_i+1}{k_i}} \right)}{\left(\left(\frac{P_{leak,d}}{P_d} \right)^{\frac{2}{k_d}} - \left(\frac{P_{leak,d}}{P_d} \right)^{\frac{k_d+1}{k_d}} \right)} \\ \left(\frac{\Delta P_i}{\Delta P_d} \cdot \frac{\rho_d}{\rho_i} \right)^{\frac{1}{2}} \end{array} \right]$ <p> P : 原子炉格納容器内圧力 P_{leak} : 漏えい口出口での圧力 ρ_{leak} : 漏えい口出口での気体密度 μ : 原子炉格納容器内の気体の粘性係数 k : 原子炉格納容器内の気体の比熱比 P_{atm} : 大気圧 </p> $\frac{P_{leak,i}}{P_i} = \max \left(\left(\frac{2}{k_i+1} \right)^{\frac{k_i}{k_i-1}} \cdot \frac{P_{atm}}{P_i} \right)$ $\frac{P_{leak,d}}{P_d} = \max \left(\left(\frac{2}{k_d+1} \right)^{\frac{k_d}{k_d-1}} \cdot \frac{P_{atm}}{P_d} \right)$	<p>圧縮性流体（層流）</p> <p>圧縮性流体（乱流）</p> <p>差圧流</p>
<p>原子炉格納容器からの漏えい率を第1図に示す。また、上記（1）、（2）で述べた各流況の式から得られる漏えい率を第2図に示す。</p> <p>原子炉格納容器内の圧力解析結果（最高値約0.43MPa [gage]）に対応した漏えい率（約0.142%/日）に余裕を見込んだ値として、原子炉格納容器からの漏えい率を事故期間（7日間）中0.16%/日一定に設定している。この時、漏えい率0.16%/日に対する原子炉格納容器圧力は、最も小さい圧縮性流体（層流）を仮定したとしても、第3図に示すとおり約0.54MPa [gage]であり、原子炉格納容器内圧解析結果に対して余裕をみこんでいる。</p> <p>なお、上式には温度の相関は直接表れないが、気体の粘性係数、比熱比等で温度影響を考慮した上で、得られる値のうち最大値を評価している。</p>	<p>原子炉格納容器からの漏えい率を図1に示す。また、上記（1）、（2）で述べた各流況の式から得られる漏えい率を図2に示す。</p> <p>原子炉格納容器内の圧力解析結果（最大値約0.360MPa [gage]）に対応した漏えい率（約0.144%/d）に余裕を見込んだ値として、原子炉格納容器からの漏えい率を事故期間（7日間）中0.16%/d一定に設定している。この時、漏えい率0.16%/dに対する原子炉格納容器圧力は、最も小さい圧縮性流体（層流）を仮定したとしても、図3に示すとおり約0.40MPa [gage]であり、原子炉格納容器内圧力解析結果に対して余裕を見込んでいる。</p> <p>なお、上式には温度の相関は直接表れないが、気体の粘性係数、比熱比等で温度影響を考慮した上で、得られる値のうち最大値を評価している。</p>	<p>解析結果の相違 記載表現の相違 ・単位は「%/d」で統一</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）

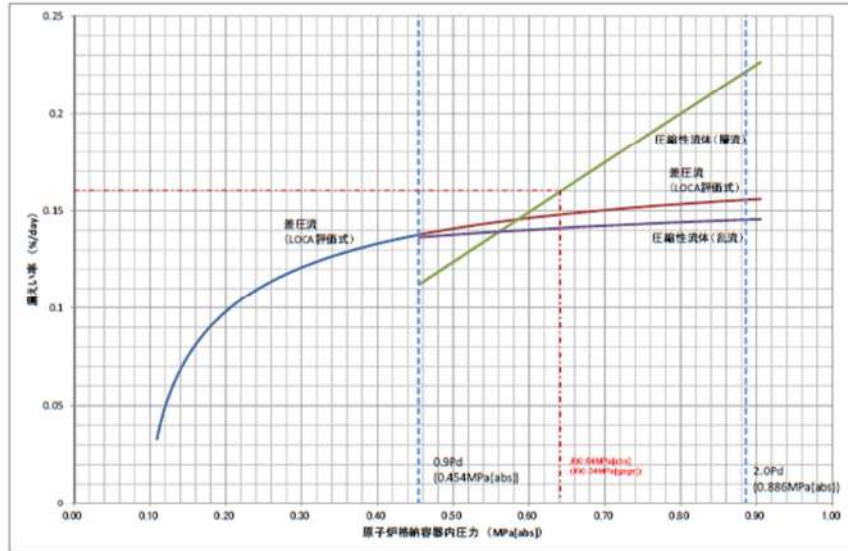
大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>原子炉格納容器からの漏えい率 (%/day)</p> <p>時間(hr)</p> <p>— 解析値 — 評価使用値(0.16%/day)</p>	<p>原子炉格納容器からの漏えい率 (%/d)</p> <p>時間 (時)</p> <p>— 解析値 — 評価使用値(0.16%/d)</p>	
<p>第1図 原子炉格納容器内圧力に応じた原子炉格納容器からの漏えい率</p>	<p>図1 原子炉格納容器圧力に応じた原子炉格納容器からの漏えい率</p>	
<p>原子炉格納容器からの漏えい率 (%/day)</p> <p>時間(hr)</p> <p>差圧流 差圧流 圧縮性流体(乱流) 圧縮性流体(層流)</p> <p>原子炉格納容器内圧力が 最高使用圧力の0.9倍以下</p> <p>原子炉格納容器内圧力が 最高使用圧力の0.9倍より大きい</p> <p>原子炉格納容器内圧力が 最高使用圧力の0.9倍以下</p> <p>※ 漏えい率を比較しやすい様、縦軸を0.08%/day～0.16%/dayに拡大している</p>	<p>原子炉格納容器からの漏えい率 (%/d)</p> <p>時間 (時)</p> <p>差圧流 差圧流 圧縮性流体(乱流) 圧縮性流体(層流)</p> <p>原子炉格納容器内圧力が 最高使用圧力の0.9倍以下</p> <p>原子炉格納容器内圧力が 最高使用圧力の0.9倍より大きい</p> <p>原子炉格納容器内圧力が 最高使用圧力の0.9倍以下</p> <p>※ 漏えい率を比較しやすい様、縦軸を0.08%/d～0.16%/dに拡大している</p>	
<p>第2図 原子炉格納容器内圧力に応じた原子炉格納容器からの漏えい率（算出式別）</p>	<p>図2 原子炉格納容器圧力に応じた原子炉格納容器からの漏えい率（算出式別）</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）

大飯発電所3 / 4号炉

泊発電所3号炉

相違理由



第3図：原子炉格納容器内圧力に応じた漏えい率

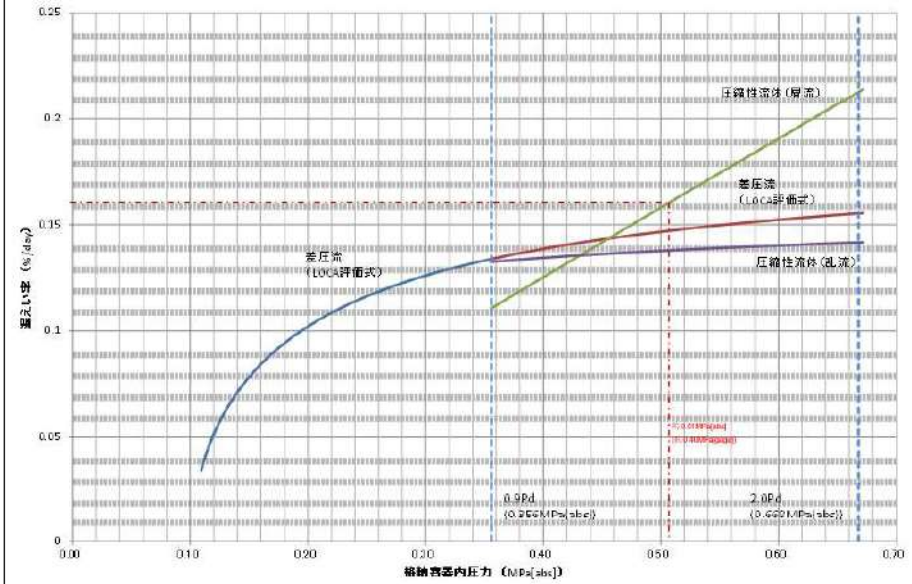


図3 原子炉格納容器内圧力に応じた漏えい率

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

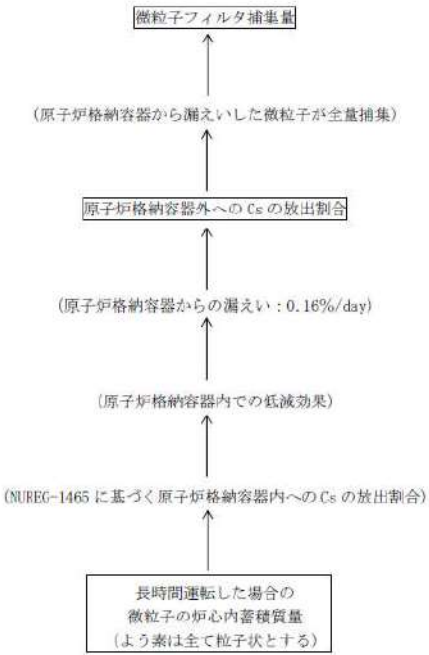
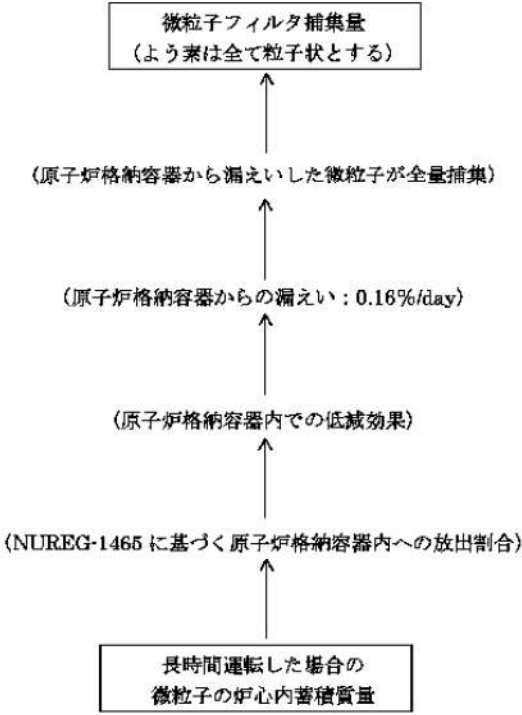
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.12 アンユラス空気浄化設備の微粒子フィルタ除去効率の設定について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由												
<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.1.12</p> <p style="text-align: center;">アンユラス空気浄化設備微粒子フィルタ除去効率の設定について</p> <p>アンユラス空気浄化設備の微粒子フィルタによるエアロゾル除去効率の評価条件として 99%を用いている。上記の微粒子フィルタについては、納入前の工場検査においてフィルタ除去効率が 99.97%以上であることを確認している。</p> <p>微粒子フィルタのろ材はガラス繊維をシート状にしたもので、エアロゾルを含んだ空気がろ材を通過する際に、エアロゾルがガラス繊維に衝突・接触することにより捕集される。</p> <p>a. 温度及び湿度条件について</p> <p>放出放射能評価及び炉心損傷後の外部環境下での被ばく評価で選定した評価事象において、原子炉格納容器内は 150℃程度となり、原子炉格納容器からの温度伝播等によりアンユラス内の温度が上昇する。アンユラス内温度は最高で 70℃程度までの上昇であるため、大飯発電所3号炉及び4号炉アンユラス空気浄化設備に設置している微粒子フィルタの最高使用温度を上回ることなく、性能が低下することはない。また、湿度についても、格納容器漏えい率に応じたわずかな湿度上昇はあるものの、アンユラス空気浄化設備起動後は、アンユラス外からの空気混入もあることから、それほど湿度が上がることはないため、フィルタの性能が低下することはない。</p> <p>したがって、微粒子フィルタ除去効率 99%は確保できる。</p> <p>b. 保持容量について</p> <p>大飯発電所3号機及び4号機のアンユラス空気浄化設備の微粒子フィルタの保持容量は約 3.9 kg/台（3枚）である。評価期間中に原子炉格納容器からアンユラス部へ漏えいしたエアロゾルすべてが捕集されるという保守的な仮定で評価した結果が約 1.2 kg である。</p> <p>これは、安定核種も踏まえて、格納容器から漏えいしてきた微粒子が全量フィルタに捕集されるものとして評価したものである。なお、よう素は全て粒子状よう素として評価した。（第3表及び第1図参照）</p> <p>したがって、アンユラス空気浄化設備の微粒子フィルタには、エアロゾルを十分に捕集できる容量があるので、微粒子フィルタ除去効率 99%は確保できる。</p> <div style="text-align: center;"> <p>第1表 アンユラス空気浄化設備の微粒子フィルタ保持容量</p> <table border="1" data-bbox="297 1249 884 1385"> <tr> <td>微粒子フィルタ</td> <td>アンユラス空気浄化設備</td> </tr> <tr> <td>フィルタに捕集されるエアロゾル量</td> <td>約 1.2 kg</td> </tr> <tr> <td>保持容量</td> <td>約 3.9 kg</td> </tr> </table> </div>	微粒子フィルタ	アンユラス空気浄化設備	フィルタに捕集されるエアロゾル量	約 1.2 kg	保持容量	約 3.9 kg	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.1.12</p> <p style="text-align: center;">アンユラス空気浄化設備の微粒子フィルタ除去効率の設定について</p> <p>アンユラス空気浄化設備の微粒子フィルタによるエアロゾル除去効率の評価条件として 99%を用いている。上記の微粒子フィルタについては、納入前の工場検査においてフィルタ除去効率が 99.97%以上であることを確認している。</p> <p>微粒子フィルタのろ材はガラス繊維をシート状にしたもので、エアロゾルを含んだ空気がろ材を通過する際に、エアロゾルがガラス繊維に衝突・接触することにより捕集される。</p> <p>a. 温度及び湿度条件について</p> <p>放出放射能評価及び炉心損傷後の外部環境下での被ばく評価で選定した評価事象において、原子炉格納容器内は 150℃程度となり、原子炉格納容器からの温度伝播等によりアンユラス内の温度が上昇する。アンユラス内温度は最高で 120℃程度までの上昇であるため、アンユラス空気浄化設備に設置している微粒子フィルタの最高使用温度を上回ることなく、性能が低下することはない。また、湿度についても、原子炉格納容器漏えい率に応じたわずかな湿度上昇はあるものの、アンユラス空気浄化設備起動後は、アンユラス外からの空気混入もあることから、それほど湿度が上がることはないため、フィルタの性能が低下することはない。</p> <p>したがって、微粒子フィルタ除去効率 99%は確保できる。</p> <p>b. 保持容量について</p> <p>アンユラス空気浄化設備の微粒子フィルタの保持容量は約 8.9kg/台（6枚）である。評価期間中に原子炉格納容器からアンユラス部へ漏えいしたエアロゾルすべてが捕集されるという保守的な仮定で評価した結果が約 0.9kg である。（表1参照）</p> <p>これは、安定核種も踏まえて、原子炉格納容器からの漏えいに関するエアロゾル粒子の捕集の効果を考慮せず、原子炉格納容器から漏えいしてきた微粒子が全量フィルタに捕集されるものとして評価したものである。なお、よう素は全て粒子状よう素として評価した。（表2及び図1参照）</p> <p>したがって、アンユラス空気浄化設備の微粒子フィルタには、エアロゾルを十分に捕集できる容量があるので、微粒子フィルタ除去効率 99%は確保できる。</p> <div style="text-align: center;"> <p>表1 アンユラス空気浄化設備の微粒子フィルタ保持容量</p> <table border="1" data-bbox="1211 1236 1798 1409"> <tr> <td>微粒子フィルタ</td> <td>アンユラス空気浄化設備</td> </tr> <tr> <td>フィルタに捕集されるエアロゾル量</td> <td>約0.9kg</td> </tr> <tr> <td>保持容量</td> <td>約8.9kg</td> </tr> </table> </div>	微粒子フィルタ	アンユラス空気浄化設備	フィルタに捕集されるエアロゾル量	約0.9kg	保持容量	約8.9kg	<p>評価結果の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>・泊はベースケースではエアロゾル粒子の捕集効果を見込めが、本評価は保守的にエアロゾル粒子の捕集効果を見込んでいないことを明確化</p>
微粒子フィルタ	アンユラス空気浄化設備													
フィルタに捕集されるエアロゾル量	約 1.2 kg													
保持容量	約 3.9 kg													
微粒子フィルタ	アンユラス空気浄化設備													
フィルタに捕集されるエアロゾル量	約0.9kg													
保持容量	約8.9kg													

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.12 アンユラス空気浄化設備の微粒子フィルタ除去効率の設定について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																				
<p>第2表 炉心内蓄積質量（安定核種を含む）</p> <table border="1" data-bbox="443 239 766 577"> <thead> <tr> <th>核種グループ</th> <th>炉心内蓄積質量 (kg)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>よう素類 (よう素)</td> <td>約 2.7E+01 (約 2.5E+01)</td> </tr> <tr> <td>Cs 類</td> <td>約 4.0E+02</td> </tr> <tr> <td>Te 類</td> <td>約 7.3E+01</td> </tr> <tr> <td>Ba 類</td> <td>約 3.0E+02</td> </tr> <tr> <td>Ru 類</td> <td>約 1.1E+03</td> </tr> <tr> <td>Ce 類</td> <td>約 1.5E+03</td> </tr> <tr> <td>La 類</td> <td>約 1.5E+03</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>約 4.9E+03</td> </tr> </tbody> </table>  <p>第1図 アンユラス空気浄化設備の微粒子フィルタ捕集量評価の過程</p>	核種グループ	炉心内蓄積質量 (kg)	よう素類 (よう素)	約 2.7E+01 (約 2.5E+01)	Cs 類	約 4.0E+02	Te 類	約 7.3E+01	Ba 類	約 3.0E+02	Ru 類	約 1.1E+03	Ce 類	約 1.5E+03	La 類	約 1.5E+03	合計	約 4.9E+03	<p>表2 炉心内蓄積質量（安定核種を含む）</p> <table border="1" data-bbox="1308 220 1738 542"> <thead> <tr> <th>核種グループ</th> <th>炉心内蓄積質量 (kg)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>よう素類 (よう素)</td> <td>約2.1E+01 (約2.0E+01)</td> </tr> <tr> <td>Cs類</td> <td>約3.0E+02</td> </tr> <tr> <td>Te類</td> <td>約5.0E+01</td> </tr> <tr> <td>Ba類</td> <td>約2.1E+02</td> </tr> <tr> <td>Ru類</td> <td>約6.9E+02</td> </tr> <tr> <td>Ce類</td> <td>約9.4E+02</td> </tr> <tr> <td>La類</td> <td>約1.0E+03</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>約3.2E+03</td> </tr> </tbody> </table>  <p>図1 アンユラス空気浄化設備の微粒子フィルタ捕集量評価の過程</p>	核種グループ	炉心内蓄積質量 (kg)	よう素類 (よう素)	約2.1E+01 (約2.0E+01)	Cs類	約3.0E+02	Te類	約5.0E+01	Ba類	約2.1E+02	Ru類	約6.9E+02	Ce類	約9.4E+02	La類	約1.0E+03	合計	約3.2E+03	
核種グループ	炉心内蓄積質量 (kg)																																					
よう素類 (よう素)	約 2.7E+01 (約 2.5E+01)																																					
Cs 類	約 4.0E+02																																					
Te 類	約 7.3E+01																																					
Ba 類	約 3.0E+02																																					
Ru 類	約 1.1E+03																																					
Ce 類	約 1.5E+03																																					
La 類	約 1.5E+03																																					
合計	約 4.9E+03																																					
核種グループ	炉心内蓄積質量 (kg)																																					
よう素類 (よう素)	約2.1E+01 (約2.0E+01)																																					
Cs類	約3.0E+02																																					
Te類	約5.0E+01																																					
Ba類	約2.1E+02																																					
Ru類	約6.9E+02																																					
Ce類	約9.4E+02																																					
La類	約1.0E+03																																					
合計	約3.2E+03																																					

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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.13 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）解析結果における燃料挙動について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.1.13</p> <p style="text-align: center;">雰囲気圧力・温度による静的負荷（過圧・過温破損） 解析結果における燃料挙動について</p> <p>格納容器過圧破損（大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）及び格納容器過温破損（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）の解析結果における燃料挙動について次頁以降に示す。</p> <p>1. 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損） 「大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」の解析結果における燃料挙動について、以下に示す。</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div data-bbox="212 590 560 925"> <p style="text-align: center;">原子炉容器水位*1の推移(MAAP)</p> <p>*1：コード上は1次冷却材低温側配管下端部からの水位を模擬している。(気泡炉心水位)</p> </div> <div data-bbox="582 590 963 925"> <p style="text-align: center;">原子炉格納容器雰囲気温度の推移(MAAP)</p> </div> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 20px;"> <div data-bbox="224 1005 918 1420"> <p style="text-align: center;">*2：溶融炉心と水との反応によりデブリ表面が剥離して粒子状となり、水中に混入される状態のこと</p> </div> </div>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.1.13</p> <p style="text-align: center;">雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） 解析結果における燃料挙動について</p> <p>格納容器過圧破損（大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）及び格納容器過温破損（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）の解析結果における燃料挙動について次頁以降に示す。</p> <p>1. 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」の解析結果における燃料挙動</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div data-bbox="1075 558 1456 925"> <p style="text-align: center;">図1 原子炉容器内水位の推移</p> <p>*1：1次冷却材低温側配管下端を上限とした気泡水位を表示</p> </div> <div data-bbox="1478 558 1948 925"> <p style="text-align: center;">図2 原子炉格納容器圧力の推移</p> </div> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 20px;"> <div data-bbox="1254 973 1769 1181"> <p>① 中央部から炉心溶融が始まり、クラスタの形成、溶融を繰り返しながら、下方へ積層方向にリコージェンが起る。溶融炉心の上層部も徐々に下部へ移動する。</p> </div> <div data-bbox="1254 1197 1769 1404"> <p>② 溶融炉心は計断面的に下部プレナム部分に堆積し、残りは原子炉下部キャビティ床に堆積し、溶融プールを形成する。</p> </div> </div>	

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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.13 雰囲気気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）解析結果における燃料挙動について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2. 雰囲気気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）</p> <p>「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」の解析結果における燃料挙動について、以下に示す。</p> <p>図3 原子炉容器内水位^{※1}の推移 (MAAP) 原子炉格納容器圧力の推移 (MAAP)</p> <p>※1：コード上は1次冷却材低温側配管下部からの水位を模擬している。(気泡炉心水位)</p> <p>溶解炉心の状態</p> <p>① 中央部分から炉心溶解が始まり、クラストの形成・溶解を繰り返しながら、下方・横方向にリロケーションが起こる。溶解部上部の非溶解部も徐々に下部へ移動する。</p> <p>② 炉心溶解が進行し、炉心支持板の隙間から下部プレナムへの落下を開始する。落下する溶解炉心の表面は、水との反応によりエントレイン^{※2}され、大部分は下部プレナムに堆積し、溶解プールを形成する。</p> <p>③ 原子炉容器（計装案内管）の破損により、原子炉下部キャビティへのデブリジェットが発生する。落下する溶解炉心の表面はエントレイン^{※2}され、残りはキャビティ床面に堆積する。</p> <p>④ 溶解炉心は計装案内管より低い下部プレナム部分に堆積し、残りは原子炉下部キャビティ床に平板状に堆積し、溶解プールを形成する。</p> <p>⑤ 下部プレナムの破損が生じることはなく、最終的には下部プレナム及び原子炉下部キャビティに堆積した状態となる。</p> <p>※2：溶解炉心と水との反応によりデブリ表面が剥離して粒子状となり、水中に混入される状態のこと</p>	<p>2. 雰囲気気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」の解析結果における燃料挙動</p> <p>図3 原子炉容器内水位の推移 原子炉格納容器圧力の推移</p> <p>※1：1次冷却材低温側配管下端を上限とした気泡水位を表示</p> <p>① 中央部分から炉心溶解が始まり、クラストの形成・溶解を繰り返しながら、下方・横方向にリロケーションが起こる。溶解部上部の非溶解部も徐々に下部へ移動する。</p> <p>② 炉心溶解が進行し、炉心支持板の隙間から下部プレナムへの落下を開始する。落下する溶解炉心の表面は、水との反応によりエントレイン^{※2}され、大部分は下部プレナムに堆積し、溶解プールを形成する。</p> <p>③ 原子炉容器の破損により原子炉下部キャビティへのデブリジェットが発生する。落下するデブリの表面はエントレイン^{※2}され、残りは原子炉下部キャビティ床面に堆積する。</p> <p>④ 溶解炉心は計装案内管より低い下部プレナム部分に堆積し、残りは原子炉下部キャビティ床に平板状に堆積し、溶解プールを形成する。</p> <p>⑤ 下部プレナムの破損が生じることはなく、最終的には下部プレナム及び原子炉下部キャビティに堆積した状態となる。</p> <p>※2：溶解炉心と水との反応により溶解炉心表面が剥離して粒子状となり、水中に混入される状態のこと</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.13 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）解析結果における燃料挙動について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3. MAAPの燃料リロケーションモデルについて</p> <p>MAAPの熔融燃料挙動モデルについては、TMI事故を模擬したベンチマーク解析と事故データとを比較した結果、燃料の挙動を適切に模擬できることを確認しており、大飯3、4号炉についても適用できる。</p> <p>MAAPコードでは、炉心をR-Zの2次元ノードで構成しており、炉心のヒートアップに伴って燃料棒、燃料被覆管、制御棒、構造材の熔融の計算を行い、ノード内で熔融が発生した場合にリロケーションの計算を行う。</p> <p>まず、下側ノードに空隙が存在する場合、下方向へのリロケーション量を計算する。ここで、リロケーション速度は膜流及び管流として計算される。</p> <p>膜流は、円柱状の燃料棒の外側を膜状の流れであり、熔融炉心の膜流の厚さ、膜面積、燃料棒の径及び重力加速度より、リロケーション量を計算する。</p> <p>管流の場合は、当該ノードの熔融炉心の縦方向の厚さ、熔融炉心の密度、重力加速度によりリロケーション量を計算する。</p> <p>次に、横方向のノードに空隙が存在する場合、熔融炉心密度、重力加速度、圧力損失、摩擦力のバランスからリロケーション量を計算する。</p> <p>リロケーション後は、各ノードについて熔融デブリ、冷却材や周囲の構造物及び気体との熱伝達、炉心デブリの酸化反応熱など、質量及びエネルギーバランス計算を行う。ここで、熔融炉心が冷却され再固化する場合に、サブチャンネル流路が閉塞することも模擬しており、その場合、冷却材や水蒸気の流動計算において、閉塞流路として取り扱っている。</p> <p>熔融炉心が下部炉心支持板に達する場合、炉心支持板の隙間から下部プレナムへ落下する。この時の落下速度については、下部炉心支持板上部と下部の圧力差及び下部炉心支持板上部の熔融炉心の堆積厚さから計算する。落下する熔融炉心は、逆円錐の形状をとり、下部プレナムの冷却材との接触により一部は粒子化して水中にエントレインされ、残りは下部プレナムの底に堆積する。</p> <p>さらに、原子炉容器の破損に至る場合は、熔融炉心は破損口から原子炉下部キャビティに落下する。この時の落下速度については、炉心支持板からの落下と同様であり、圧力差と堆積厚さから計算する。「大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」の解析結果における燃料挙動について、以下に示す。</p>	<p>3. MAAP上の燃料のリロケーションモデルについて</p> <p>MAAPの熔融燃料挙動モデルについては、TMI事故を模擬したベンチマーク解析と事故データとを比較した結果、燃料の挙動を適切に模擬できることを確認しており、泊3号炉についても適用できる。</p> <p>MAAPでは、炉心をR-Zの2次元ノードで構成しており、炉心のヒートアップに伴って燃料棒、燃料被覆管、制御棒、構造材の熔融の計算を行い、ノード内で熔融が発生した場合にリロケーションの計算を行う。</p> <p>まず、下側ノードに空隙が存在する場合、下方向へのリロケーション量を計算する。ここで、リロケーション速度は膜流及び管流として計算される。</p> <p>膜流は、円柱状の燃料棒の外側を膜状の流れであり、熔融炉心の膜流の厚さ、膜面積、燃料棒の径及び重力加速度より、リロケーション量を計算する。</p> <p>管流の場合は、当該ノードの熔融炉心の縦方向の厚さ、熔融炉心の密度、重力加速度によりリロケーション量を計算する。</p> <p>次に、横方向のノードに空隙が存在する場合、熔融炉心密度、重力加速度、圧力損失、摩擦力のバランスからリロケーション量を計算する。</p> <p>リロケーション後は、各ノードについて熔融デブリ、冷却材や周囲の構造物及び気体との熱伝達、炉心デブリの酸化反応熱など、質量及びエネルギーバランス計算を行う。ここで、熔融炉心が冷却され再固化する場合に、サブチャンネル流路が閉塞することも模擬しており、その場合、冷却材や水蒸気の流動計算において、閉塞流路として取り扱っている。</p> <p>熔融炉心が下部炉心支持板に達する場合、炉心支持板の隙間から下部プレナムへ落下する。この時の落下速度については、下部炉心支持板上部と下部の圧力差及び下部炉心支持板上部の熔融炉心の堆積厚さから計算する。落下する熔融炉心は、逆円錐の形状をとり、下部プレナムの冷却材との接触により一部は粒子化して水中にエントレインされ、残りは下部プレナムの底に堆積する。</p> <p>さらに、原子炉容器の破損に至る場合は、熔融炉心は破損口から原子炉下部キャビティに落下する。この時の落下速度については、炉心支持板からの落下と同様であり、圧力差と堆積厚さから計算する。「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」の解析結果における燃料挙動について、以下に示す。</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.13 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）解析結果における燃料挙動について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>4. 原子炉下部キャビティ落下後の熔融炉心の挙動について</p> <p>下部プレナムから原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心は、一部はエントレイン（水との反応により熔融炉心表面が剥離し、粒子状となり、水中に混入）され、水に熱伝達しつつ水中を浮遊し、床面に堆積する。残りの熔融デブリは原子炉下部キャビティ床面に落下して堆積する。</p> <p>熔融炉心の拡がりについては、原子炉下部キャビティ床全面に均一に拡がるとしている。また、原子炉下部キャビティに堆積した熔融炉心は、原子炉下部キャビティ水及びコンクリートと接触することにより冷却されクラスト（殻）を形成する。</p> <p>熔融炉心と周囲の物質との熱伝達については、発熱源としては、熔融炉心の崩壊熱及びジルコニウム-水反応等の化学反応熱を考慮している。吸熱源としては、熔融炉心上面の水及び原子炉下部キャビティ床のコンクリートを考慮している。熔融炉心と水の熱伝達は、水平面から飽和水へのプール沸騰（自然対流条件下の沸騰）におけるパーンアウト熱流束（限界熱流束）の整理式である Kutateladze 相関式（係数は SWISS 実験に基づく値）を用いて計算している。また、熔融炉心とコンクリートの熱伝達は接触及び輻射により行われ、その熱伝達係数は、ACE 実験及び SURC 実験に基づく値を使用している。</p> <p>このように、熔融炉心、水、コンクリートの間の伝熱計算により、それぞれの温度が求められ、コンクリート温度が、そのコンクリートの融点を上回る場合に、コンクリート侵食が発生する。</p> <p>ここで、熔融炉心からの熱伝達は、上面に水がある場合とない場合で上面への伝熱量が大きく異なり、水がない場合は気体への熱伝達がわずかであることから原子炉下部キャビティ底への伝熱が優位となり、コンクリートの温度上昇への寄与が大きく、コンクリート侵食が生じる。一方、熔融炉心が水没している場合は、水への伝熱が優位となり、コンクリート温度の上昇は抑えられ、その結果、コンクリートの侵食はわずかとなる。</p> <div data-bbox="264 1069 918 1385"> </div> <p>(参考) 熔融デブリの熱伝達イメージ図</p>	<p>4. 原子炉下部キャビティ落下後の熔融炉心の挙動について</p> <p>下部プレナムから原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心は、一部はエントレイン（水との反応により熔融炉心表面が剥離し、粒子状となり、水中に混入）され、水に熱伝達しつつ水中を浮遊し、床面に堆積する。残りの熔融デブリは原子炉下部キャビティ床面に落下して堆積する。</p> <p>熔融炉心の拡がりについては、原子炉下部キャビティ床全面に均一に拡がるとしている。また、原子炉下部キャビティに堆積した熔融炉心は、原子炉下部キャビティ水及びコンクリートと接触することにより冷却されクラスト（殻）を形成する。</p> <p>熔融炉心と周囲の物質との熱伝達については、発熱源としては、熔融炉心の崩壊熱及びジルコニウム-水反応等の化学反応熱を考慮している。吸熱源としては、熔融炉心上面の水及び原子炉下部キャビティ床のコンクリートを考慮している。熔融炉心と水の熱伝達は、水平面から飽和水へのプール沸騰（自然対流条件下の沸騰）におけるパーンアウト熱流束（限界熱流束）の整理式である Kutateladze 相関式（係数は SWISS 実験に基づく値）を用いて計算している。また、熔融炉心とコンクリートの熱伝達は接触及び輻射により行われ、その熱伝達係数は、ACE 実験及び SURC 実験に基づく値を使用している。</p> <p>このように、熔融炉心、水、コンクリートの間の伝熱計算により、それぞれの温度が求められ、コンクリート温度が、そのコンクリートの融点を上回る場合に、コンクリート侵食が発生する。</p> <p>ここで、熔融炉心からの熱伝達は、上面に水がある場合とない場合で上面への伝熱量が大きく異なり、水がない場合は気体への熱伝達がわずかであることから原子炉下部キャビティ底への伝熱が優位となり、コンクリートの温度上昇への寄与が大きく、コンクリート侵食が生じる。一方、熔融炉心が水没している場合は、水への伝熱が優位となり、コンクリート温度の上昇は抑えられ、その結果、コンクリートの侵食はわずかとなる。</p> <div data-bbox="1191 1069 1818 1385"> </div> <p>(参考) 熔融炉心の熱伝達イメージ図</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

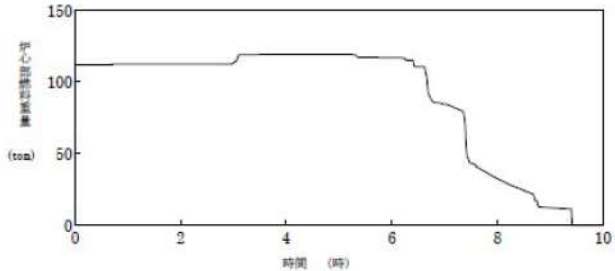
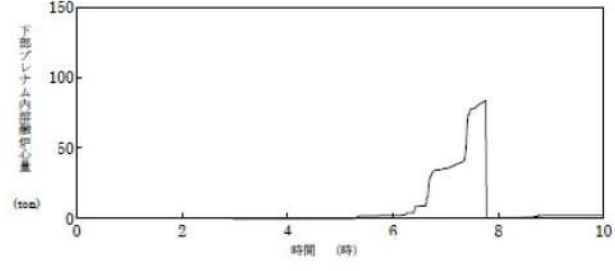
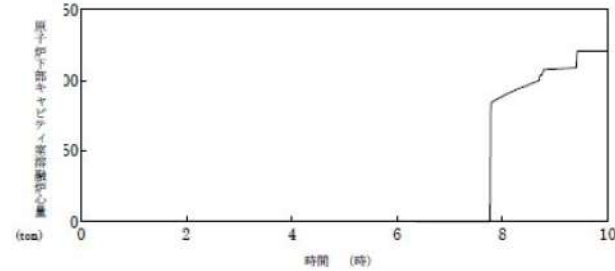
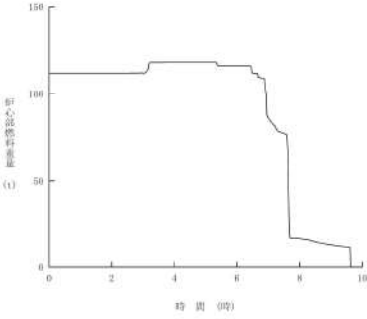
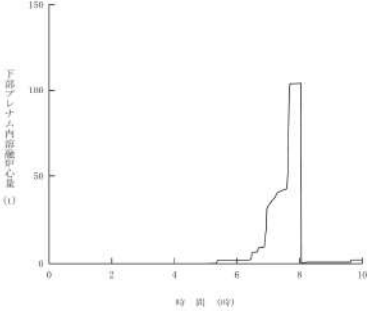
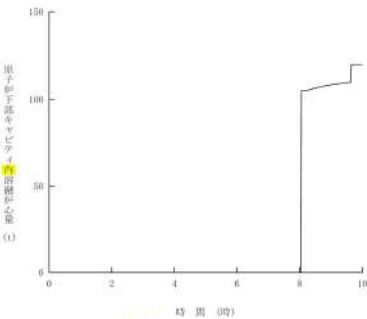
7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.13 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）解析結果における燃料挙動について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【以下、大飯3，4で同様の記載がないため高浜3 / 4号炉の記載】</p> <p>5. 原子炉容器に残存した熔融燃料の冷却について</p> <p>格納容器過圧破損事象、格納容器過温破損事象の両評価事故シーケンスともに、事象発生後、炉心溶融に至り、炉内の熔融燃料は下部プレナムへ落下し、さらに、原子炉容器破損後には破損口を通じて原子炉下部キャビティ室へ落下する。熔融燃料の多くは原子炉容器破損後に原子炉下部キャビティ室へ落下するものの、過温破損事象に見られるように、一部の熔融燃料はクラスト状となり下部プレナムにとどまる場合がある。</p> <p>今回の解析においては、両シーケンスとも1次冷却材の格納容器内への放出に伴い格納容器圧力が上昇するが、いずれも炉心損傷後30分の時点から開始する恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる格納容器代替スプレイ及び24時間後から開始する格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器圧力及び温度が過度に上昇することなく抑制される。以下では、溶融炉心の移行挙動に応じた原子炉格納容器冷却の状況を、熔融燃料が原子炉容器内に保持される傾向にある過温破損事象シーケンスについて示す。</p> <p>(1) 溶融炉心の移行挙動</p> <p>図1～3の過温破損シーケンスにおける溶融炉心量推移の解析結果について示すとおり、熔融燃料は炉心部から下部プレナムへ順次移行し、原子炉容器破損後原子炉下部キャビティ室へ落下している。</p> <p>また、過温破損事象シーケンスの解析結果では、図4に示すとおり、事象後期においても一部の熔融燃料がクラストとして下部プレナム部に残存しているが、その量は全溶融デブリの約2%とわずかである。</p> <p>(2) 溶融炉心の冷却及び格納容器の状況</p> <ul style="list-style-type: none"> ・熔融燃料が原子炉容器内に保持されている期間 <p>炉心部或いは下部プレナムにおける熔融燃料と冷却材との接触により発生する飽和蒸気、及び過熱蒸気が格納容器内に放出される。これにより、格納容器圧力は上昇するが、格納容器内雰囲気はスプレイにより飽和状態が維持される。 <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉容器破損（熔融燃料が下部プレナムから原子炉下部キャビティ室へ落下）後 <p>熔融燃料が下部プレナムから原子炉下部キャビティ室へ落下すれば、原子炉容器破損までに原子炉下部キャビティ室に形成された水プールにおいて熔融燃料は冷却される。このため、原子炉下部キャビティ室の雰囲気は飽和蒸気状態となっている。</p> <p>原子炉下部キャビティ室水位の原子炉容器下部への到達までの間は、原子炉下部キャビティ室において発生した飽和蒸気が原子炉容器破損口から流入し、原子炉容器内の構造物によるヒートシンク除熱と相まって原子炉容器内の熔融燃料は冷却される（図5，6）。この際に過熱蒸気が発生するが、原子炉格納容器はスプレイにより原子炉格納容器雰囲気は飽和状態が維持される（図7）。</p> <p>また、原子炉下部キャビティ室の水位が原子炉容器下部に到達（図4）することにより、炉内の残存デブリは直接キャビティ水により冷却され、原子炉容器内の溶融炉心により発生する蒸気は飽和</p> </p>	<p>5. 原子炉容器に残存した熔融燃料の冷却について</p> <p>格納容器過圧破損事象、格納容器過温破損事象の両評価事故シーケンスともに、事象発生後、炉心溶融に至り、炉内の熔融燃料は下部プレナムへ落下し、さらに、原子炉容器破損後には破損口を通じて原子炉下部キャビティ室へ落下する。熔融燃料の多くは原子炉容器破損後に原子炉下部キャビティ室へ落下するものの、過温破損事象に見られるように、一部の熔融燃料はクラスト状となり下部プレナムにとどまる場合がある。</p> <p>今回の解析においては、両シーケンスとも1次冷却材の原子炉格納容器内への放出に伴い原子炉格納容器圧力が上昇するが、いずれも炉心溶融開始後30分の時点から開始する代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ及び24時間後から開始する格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器圧力及び温度が過度に上昇することなく抑制される。以下では、溶融炉心の移行挙動に応じた原子炉格納容器冷却の状況を、熔融燃料が原子炉容器内に保持される傾向にある過温破損事象シーケンスについて示す。</p> <p>(1) 溶融炉心の移行挙動</p> <p>図5～7の過温破損シーケンスにおける溶融炉心量推移の解析結果について示すとおり、熔融燃料は炉心部から下部プレナムへ順次移行し、原子炉容器破損後原子炉下部キャビティ室へ落下している。</p> <p>また、過温破損事象シーケンスの解析結果では、図6に示すとおり、事象後期においても一部の熔融燃料がクラストとして下部プレナム部に残存しているが、その量は全溶融デブリの約2%とわずかである。</p> <p>(2) 溶融炉心の冷却及び原子炉格納容器の状況</p> <ul style="list-style-type: none"> ・熔融燃料が原子炉容器内に保持されている期間 <p>炉心部或いは下部プレナムにおける熔融燃料と冷却材との接触により発生する飽和蒸気、及び過熱蒸気が原子炉格納容器内に放出される。これにより、原子炉格納容器圧力は上昇するが、原子炉格納容器内雰囲気はスプレイにより飽和状態が維持される。 <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉容器破損（熔融燃料が下部プレナムから原子炉下部キャビティ室へ落下）後 <p>熔融燃料が下部プレナムから原子炉下部キャビティ室へ落下すれば、原子炉容器破損までに原子炉下部キャビティ室に形成された水プールにおいて溶融炉心は冷却される。このため、原子炉下部キャビティ室の雰囲気は飽和蒸気状態となっている。</p> <p>原子炉下部キャビティ室水位の原子炉容器下部への到達までの間は、原子炉下部キャビティ室において発生した飽和蒸気が原子炉容器破損口から流入し、原子炉容器内の構造物によるヒートシンク除熱と相まって原子炉容器内の熔融燃料は冷却される（図9，10）。この際に過熱蒸気が発生するが、原子炉格納容器はスプレイにより原子炉格納容器雰囲気は飽和状態が維持される（図11）。</p> <p>また、原子炉下部キャビティ室の水位が原子炉容器下部に到達（図8）することにより、炉内の残存デブリは直接キャビティ水により冷却され、原子炉容器内の溶融炉心により発生する蒸気は飽和</p> </p>	<p>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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.13 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）解析結果における燃料挙動について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p data-bbox="188 169 1043 228">蒸気となる。その後は、格納容器自然対流冷却により、原子炉格納容器圧力の上昇が抑制されることを確認している。</p>  <p data-bbox="376 624 808 647">第1図 炉心部燃料重量の変化（格納容器過温破損）</p>  <p data-bbox="342 999 869 1023">第2図 下部プレナム内溶融炉心量の変化（格納容器過温破損）</p>  <p data-bbox="304 1342 904 1366">第3図 原子炉下部キャビティ室溶融炉心量の変化（格納容器過温破損）</p>	<p data-bbox="1099 169 1964 228">和蒸気となる。その後は、格納容器内自然対流冷却により、原子炉格納容器圧力の上昇が抑制されることを確認している。</p>  <p data-bbox="1323 624 1720 647">図5 炉心部燃料重量の変化（格納容器過温破損）</p>  <p data-bbox="1279 999 1765 1023">図6 下部プレナム内溶融炉心量の変化（格納容器過温破損）</p>  <p data-bbox="1245 1366 1798 1390">図7 原子炉下部キャビティ内溶融炉心量の変化（格納容器過温破損）</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.13 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）解析結果における燃料挙動について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第4図 原子炉容器内水位と下部プレナムデブリ高さの関係（格納容器過温破損）</p>	<p>図8 原子炉容器内水位と下部プレナム溶融炉心高さの関係（格納容器過温破損）</p>	
<p>第5図 原子炉下部キャビティ内蒸気量の推移（格納容器過温破損）</p>	<p>図9 原子炉下部キャビティ内蒸気量の推移（格納容器過温破損）</p>	
<p>第6図 上部プレナム気相部温度（格納容器過温破損）</p>	<p>図10 上部プレナム気相部温度（格納容器過温破損）</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）

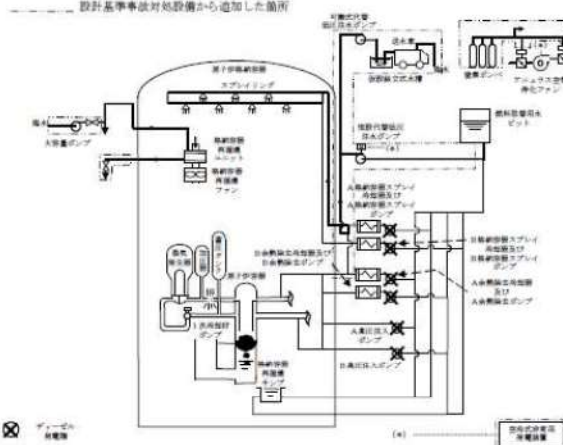
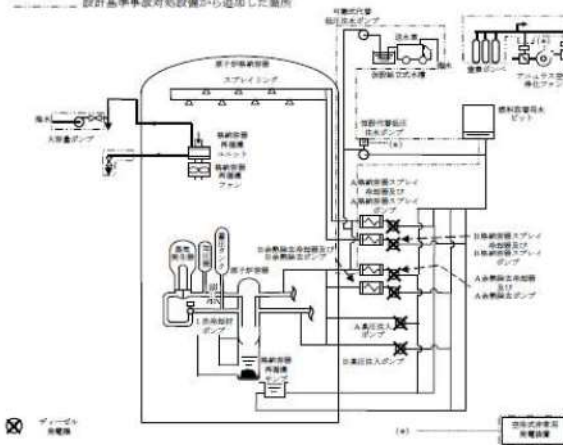
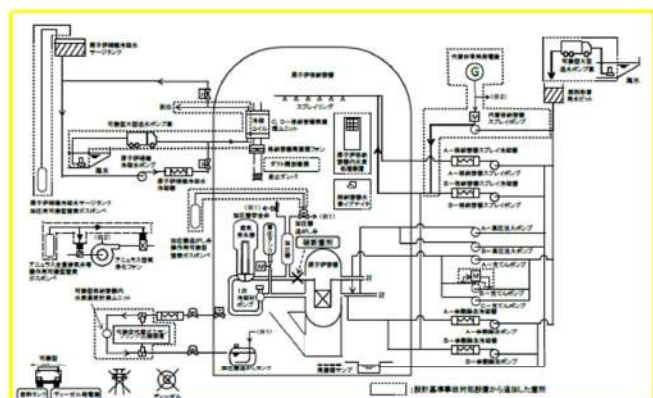
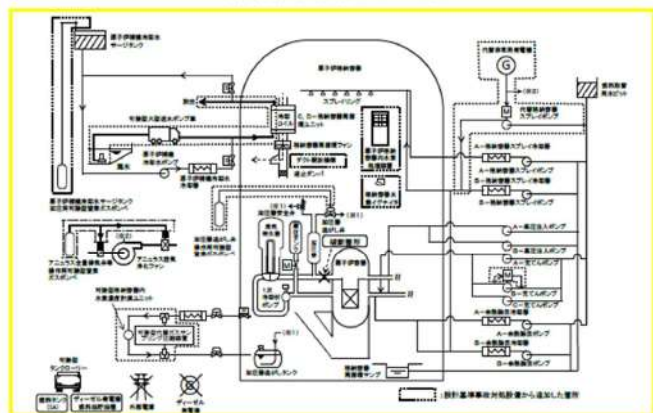
泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.13 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）解析結果における燃料挙動について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<div data-bbox="403 247 851 630" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="302 646 896 678" data-label="Caption"> <p>第7図 原子炉格納容器雰囲気温度の飽和温度との比較（格納容器過温破損）</p> </div> <div data-bbox="145 742 459 774" data-label="Text"> <p>【ここまで高浜3 / 4号炉の記載】</p> </div>	<div data-bbox="1310 263 1758 630" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1176 646 1881 678" data-label="Caption"> <p>図11 原子炉格納容器雰囲気温度の飽和温度との比較（格納容器過温破損）</p> </div>	

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.14 評価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）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.1.14</p> <p style="text-align: center;">評価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</p> <p>雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）モードにおける評価事故シーケンス「大破断LOCA時にECCS注入機能及び格納容器スプレイ機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。</p>  <p>図1 「大破断LOCA時にECCS注入機能及び格納容器スプレイ機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（短期対策）</p>  <p>図2 「大破断LOCA時にECCS注入機能及び格納容器スプレイ機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（長期対策）</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.2.1.1.14</p> <p style="text-align: center;">評価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</p> <p>雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）モードにおける評価事故シーケンス「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。</p>  <p>図1 「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（代替格納容器スプレイ）</p>  <p>図2 「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

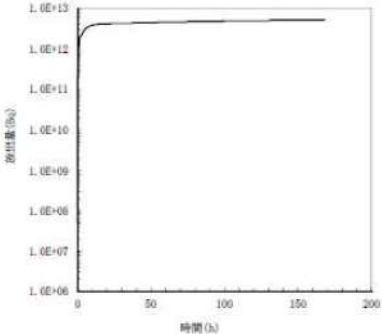
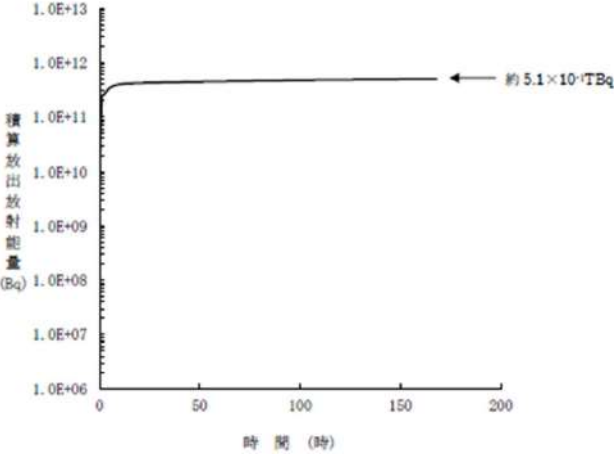
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.15 Cs-137 放出量評価の評価期間について）

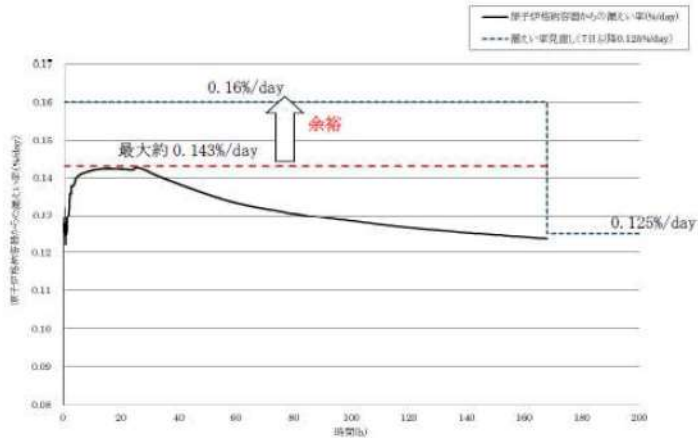
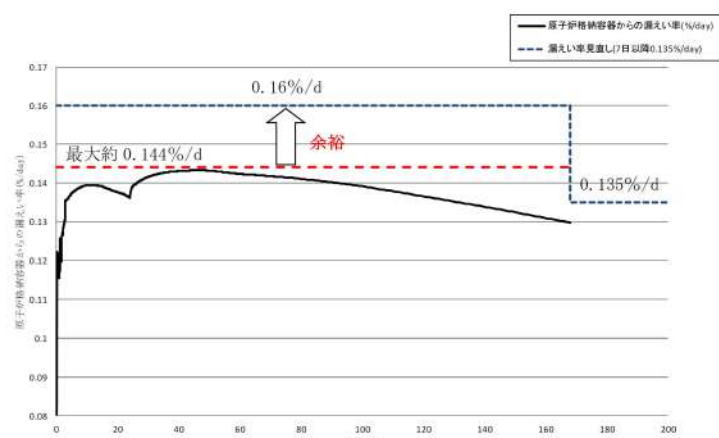
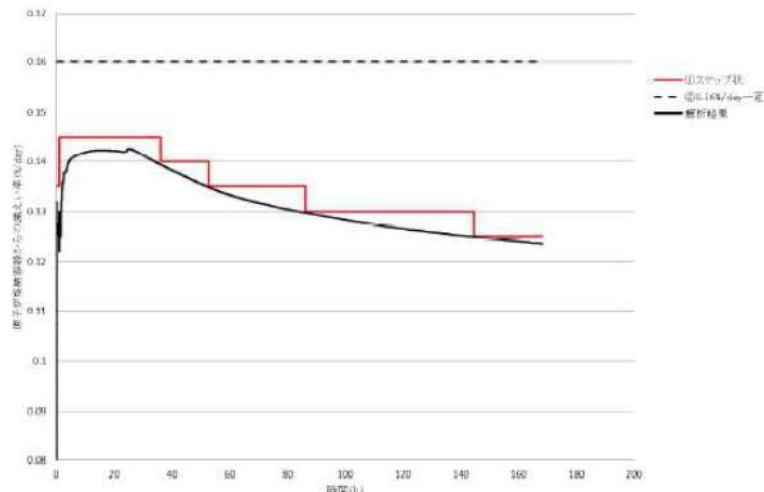
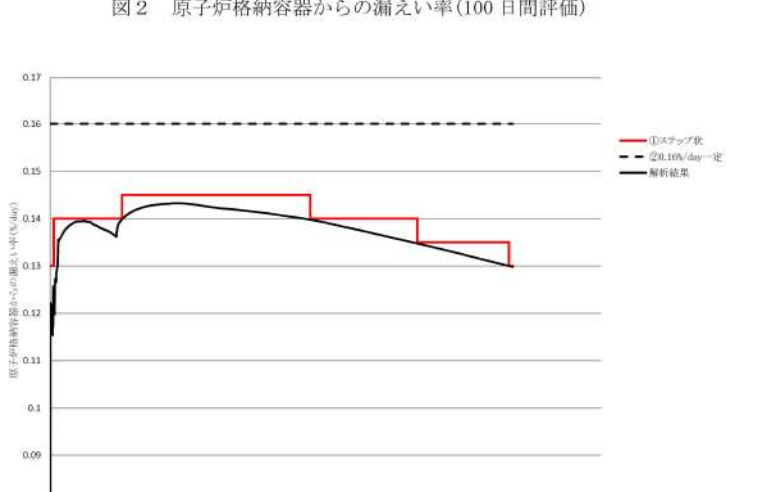
大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.1.15</p> <p style="text-align: center;">Cs-137 放出量評価の評価期間について</p> <p>事故後7日間のCs-137放出量の推移を図1に示す。事故後62分でアニユラス空気浄化設備による除去効果が期待できるようになり、Cs-137の放出率は大きく低下する。</p> <p>大飯3、4号のCs-137の放出量評価について、事故後7日以降の影響を確認するために、事故後30日間及び100日間の放出量を評価した結果は表1のとおりである。評価期間30日のCs-137の放出量は評価期間7日の結果に比べ約9%の増加であり、評価期間100日としても評価期間7日の放出量に比べ約10%の増加であった。なお、原子炉格納容器からの漏えい率は、図2に示すとおり、解析結果に基づく漏えい率に余裕を見た値として7日まで0.16%/day、7日以降を0.125/day一定として評価した。</p> <p>また、本評価において、原子炉格納容器からの漏えい率の設定は、解析結果に基づく漏えい率に余裕を見込み0.16%/dayで一定としていることから、これを図3に示すように、解析結果に基づいてステップ状に設定することにより、より現実的な漏えい率条件での放出量評価を実施した。表2に示すとおり、原子炉格納容器からの漏えい率をより現実的に見直すことで、事故後7日間のCs-137放出量は約13%低減する結果となった。</p> <p>以上の通り、Cs-137放出量は、事故発生から7日経過すると増加が小さくなり、更により現実的な評価条件を使用した場合、放出量の評価結果は低減されるため、Cs-137放出量を評価する期間を7日とすることは妥当であると考ええる。</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.1.15</p> <p style="text-align: center;">Cs-137 放出量評価の評価期間について</p> <p>事故後7日間のCs-137放出量の推移を図1に示す。事故後78分でアニユラス空気浄化設備による除去効果が期待できるようになり、Cs-137の放出率は大きく低下する。</p> <p>Cs-137の放出量評価について、事故後7日以降の影響を確認するために、事故後30日間及び100日間の放出量を評価した結果は表1のとおりである。評価期間30日のCs-137の放出量は評価期間7日の結果に比べ約8%の増加であり、評価期間100日としても評価期間7日の放出量に比べ約8%の増加であった。なお、原子炉格納容器からの漏えい率は、図2に示すとおり、解析結果に基づく漏えい率に余裕を見た値として7日まで0.16%/d、7日以降を0.135%/d一定として評価した。</p> <p>また、本評価において、原子炉格納容器からの漏えい率の設定は、解析結果に基づく漏えい率に余裕を見込み0.16%/dで一定としていることから、これを図3に示すように、解析結果に基づいてステップ状に設定することにより、より現実的な漏えい率条件での放出量評価を実施した。表2に示すとおり、原子炉格納容器からの漏えい率をより現実的に見直すことで、事故後7日間のCs-137放出量は約15%低減する結果となった。</p> <p>以上の通り、Cs-137放出量は、事故発生から7日経過すると増加が小さくなり、更により現実的な評価条件を使用した場合、放出量の評価結果は低減されるため、Cs-137放出量を評価する期間を7日とすることは妥当であると考ええる。</p>	<p>評価条件の相違</p> <p>評価結果の相違</p> <p>評価条件の相違</p> <p>評価結果の相違</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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.15 Cs-137 放出量評価の評価期間について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																
<p>表1 7日以降のCs-137 積算放出放射エネルギーについて</p> <table border="1" data-bbox="349 316 822 555"> <thead> <tr> <th>評価期間</th> <th>Cs-137 放出量 〔 ~ 7日: 0.16%/day 一定 7日以降: 0.125%/day 一定 〕</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>7日 (申請評価)</td> <td>約 5.2TBq</td> </tr> <tr> <td>30日</td> <td>約 5.7TBq (約 1.09倍) *1</td> </tr> <tr> <td>100日</td> <td>約 5.7TBq (約 1.10倍) *1</td> </tr> </tbody> </table> <p>*1: かつこ内は評価期間7日との比較結果を示す。</p> <p>表2 Cs-137 の放出放射エネルギー (7日間積算)</p> <table border="1" data-bbox="232 730 938 852"> <thead> <tr> <th>漏えい率</th> <th>① ステップ状 (影響確認)</th> <th>② 0.16%/day 一定 (申請評価)</th> <th>比 (①/②)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Cs 放出量</td> <td>約 4.6TBq</td> <td>約 5.2TBq</td> <td>0.87</td> </tr> </tbody> </table>  <p>図1 Cs-137 積算放出放射エネルギー(GROSS 値)の推移 (7日間(168時間))</p>	評価期間	Cs-137 放出量 〔 ~ 7日: 0.16%/day 一定 7日以降: 0.125%/day 一定 〕	7日 (申請評価)	約 5.2TBq	30日	約 5.7TBq (約 1.09倍) *1	100日	約 5.7TBq (約 1.10倍) *1	漏えい率	① ステップ状 (影響確認)	② 0.16%/day 一定 (申請評価)	比 (①/②)	Cs 放出量	約 4.6TBq	約 5.2TBq	0.87	<p>表1 7日以降のCs-137 積算放出放射エネルギーについて</p> <table border="1" data-bbox="1267 288 1749 528"> <thead> <tr> <th>評価期間</th> <th>Cs-137 放出量 〔 ~ 7日: 0.16%/d 一定 7日以降: 0.135%/d 一定 〕</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>7日 (申請評価)</td> <td>約 5.1×10¹¹ TBq</td> </tr> <tr> <td>30日</td> <td>約 5.5×10¹¹ TBq (約 1.08倍) *1</td> </tr> <tr> <td>100日</td> <td>約 5.5×10¹¹ TBq (約 1.08倍) *1</td> </tr> </tbody> </table> <p>*1: かつこ内は評価期間7日との比較結果を示す。</p> <p>表2 Cs-137 の放出放射エネルギー (7日間積算)</p> <table border="1" data-bbox="1149 651 1868 772"> <thead> <tr> <th>漏えい率</th> <th>① ステップ状 (影響確認)</th> <th>② 0.16%/d 一定 (申請評価)</th> <th>比 (①/②)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Cs-137 放出量</td> <td>約 4.3×10¹¹ TBq</td> <td>約 5.1×10¹¹ TBq</td> <td>0.85</td> </tr> </tbody> </table>  <p>図1 Cs-137 積算放出放射エネルギー(GROSS 値)の推移 (7日間(168時間))</p>	評価期間	Cs-137 放出量 〔 ~ 7日: 0.16%/d 一定 7日以降: 0.135%/d 一定 〕	7日 (申請評価)	約 5.1×10 ¹¹ TBq	30日	約 5.5×10 ¹¹ TBq (約 1.08倍) *1	100日	約 5.5×10 ¹¹ TBq (約 1.08倍) *1	漏えい率	① ステップ状 (影響確認)	② 0.16%/d 一定 (申請評価)	比 (①/②)	Cs-137 放出量	約 4.3×10 ¹¹ TBq	約 5.1×10 ¹¹ TBq	0.85	
評価期間	Cs-137 放出量 〔 ~ 7日: 0.16%/day 一定 7日以降: 0.125%/day 一定 〕																																	
7日 (申請評価)	約 5.2TBq																																	
30日	約 5.7TBq (約 1.09倍) *1																																	
100日	約 5.7TBq (約 1.10倍) *1																																	
漏えい率	① ステップ状 (影響確認)	② 0.16%/day 一定 (申請評価)	比 (①/②)																															
Cs 放出量	約 4.6TBq	約 5.2TBq	0.87																															
評価期間	Cs-137 放出量 〔 ~ 7日: 0.16%/d 一定 7日以降: 0.135%/d 一定 〕																																	
7日 (申請評価)	約 5.1×10 ¹¹ TBq																																	
30日	約 5.5×10 ¹¹ TBq (約 1.08倍) *1																																	
100日	約 5.5×10 ¹¹ TBq (約 1.08倍) *1																																	
漏えい率	① ステップ状 (影響確認)	② 0.16%/d 一定 (申請評価)	比 (①/②)																															
Cs-137 放出量	約 4.3×10 ¹¹ TBq	約 5.1×10 ¹¹ TBq	0.85																															

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）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図2 原子炉格納容器からの漏えい率(100日間評価)</p>	 <p>図2 原子炉格納容器からの漏えい率(100日間評価)</p>	
 <p>図3 原子炉格納容器からの漏えい率(ステップ状評価)</p>	 <p>図3 原子炉格納容器からの漏えい率(ステップ状評価)</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

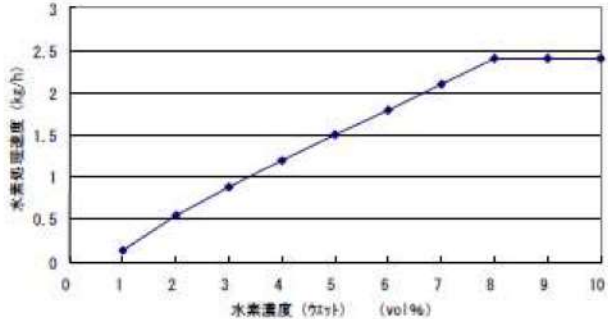
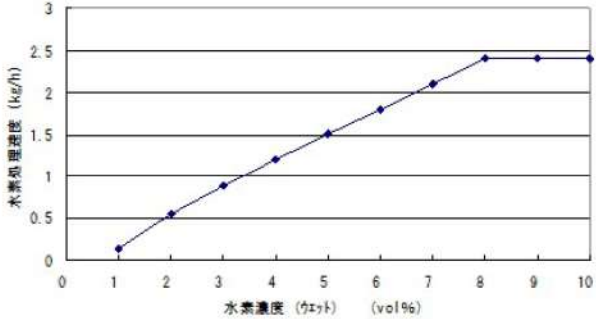
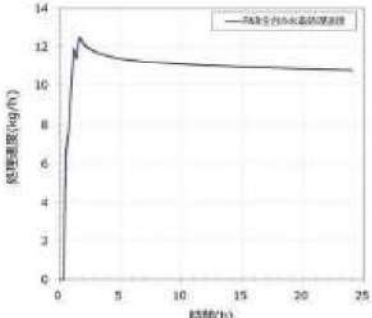
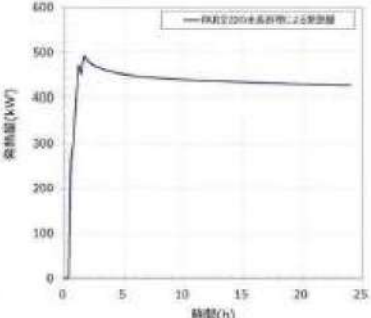
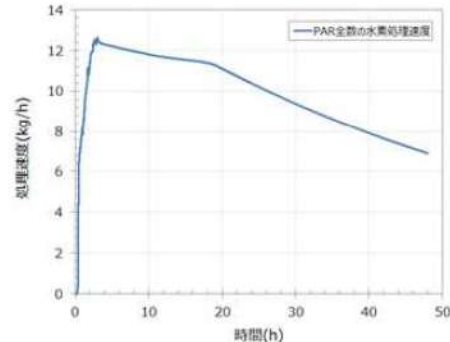
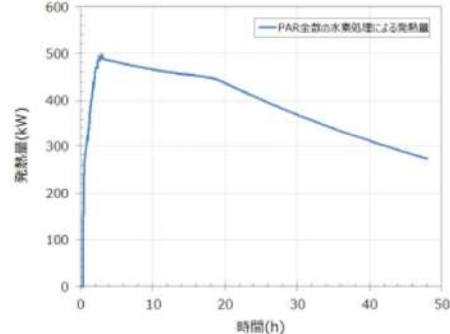
7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.16 原子炉格納容器内水素処理装置による水素処理に伴う発熱に対する原子炉格納容器圧力及び温度への影響について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.1.16</p> <p style="text-align: center;">静的触媒式水素再結合装置（PAR）による水素処理に伴う発熱に対する格納容器圧力・温度への影響について</p> <p>静的触媒式水素再結合装置（以下、「PAR」という）による水素処理により化学反応熱が発生する。図1に示す通り、PARの水素処理速度は水素濃度に依存し、最大で約2.5kg/h（圧力0.15MPa[abs]の場合）となる。水素処理速度α [g/s]とすると、水素分子量は2.01588[g/mol]、水素再結合による発熱量は286[kJ/mol-H₂]となることから、原子炉格納容器内のPAR5個分による水素処理に伴う発熱量は以下の通りである。</p> $\text{発熱量} = 5 \text{ 個} \times \alpha \text{ g/s} \times 286 \text{ kJ/mol} \div 2.01588 \text{ g/mol}$ <p>水素発生観点から厳しい事故シーケンスと考えられる「大破断LOCA+ECCS注水機能喪失（格納容器スプレイ成功）」において、全炉心内のZrの75%が水と反応した場合におけるPAR5個設置時の水素処理速度の推移を図2に示す。また、図2から①式に基づき算出したPAR5個からの発熱量の推移を図3に示す。また、PAR5個の水素処理による発熱と崩壊熱との比較を図4に示す。</p> <p>上記シナリオでは、事故の約1.7時間で原子炉格納容器内の水素濃度が最大となり、その時のPAR5個の水素処理の発熱量は約489kWとなる。その後、PARによる水素処理が継続する一方で崩壊熱が減衰し、事故後約24時間後においてもPARの水素処理に伴う総発熱量は、崩壊熱積算量の2%程度となる。</p> <p>有効性評価においてPARによる発熱は考慮していないが、格納容器過圧破損シーケンス、格納容器過温破損シーケンスに対するPAR5個による水素処理による発熱は、炉心損傷により発生した水素が原子炉格納容器に放出されてから原子炉格納容器最高圧力・温度にまで達する増分約0.22MPa（格納容器過圧破損）、約40℃（格納容器過温破損）が、主として崩壊熱によるものであることから、PARによる発熱（崩壊熱の約2%）が全て原子炉格納容器圧力・温度の上昇に寄与したと仮定しても、原子炉格納容器圧力の増分は約0.005MPa[gage]、原子炉格納容器温度の増分は約0.8℃となり、有効性評価の判断基準に影響することのない軽微なものである。図5に格納容器過圧破損シーケンスの原子炉格納容器圧力の推移、図6に格納容器過温破損シーケンスの原子炉格納容器内温度の推移を示す。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.2.1.1.16</p> <p style="text-align: center;">原子炉格納容器内水素処理装置による水素処理に伴う発熱に対する原子炉格納容器圧力及び温度への影響について</p> <p>原子炉格納容器内水素処理装置（以下、「PAR」という）による水素処理により化学反応熱が発生する。図1に示す通り、PARの水素処理速度は水素濃度に依存し、最大で約2.5kg/h（圧力0.15MPa[abs]の場合）となる。水素処理速度α [g/s]とすると、水素分子量は2.01588[g/mol]、水素再結合による発熱量は286kJ/mol-H₂となることから、原子炉格納容器内のPAR5個分による水素処理に伴う発熱量は、以下の通りである。</p> $\text{発熱量} = 5 \text{ 個} \times \alpha \text{ g/s} \times 286 \text{ kJ/mol} \div 2.01588 \text{ g/mol} \quad \text{①}$ <p>水素発生観点から厳しい事故シーケンスと考えられる「大破断LOCA時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故（格納容器スプレイ成功）」において、全炉心内のZrの75%が水と反応した場合におけるPAR5個設置時の水素処理速度の推移を図2に示す。また、図2から①式に基づき算出したPAR5個からの発熱量の推移を図3に示す。また、PAR5個の水素処理による発熱と崩壊熱との比較を図4に示す。</p> <p>上記のシナリオでは、事故の約2.9時間で原子炉格納容器内の水素濃度が最大となり、その時のPAR5個の水素処理の発熱量は約497kWとなる。その後、PARによる水素処理が継続する一方で崩壊熱が減衰し、事故後約50時間後においても、PARの水素処理に伴う総発熱量は、崩壊熱積算量の2%程度となる。</p> <p>有効性評価においてPARによる発熱は考慮していないが、格納容器過圧破損シーケンス、格納容器過温破損シーケンスに対するPAR5個による水素処理による発熱の影響は、炉心損傷により発生した水素が原子炉格納容器内に放出されてから原子炉格納容器の最高圧力・温度にまで達する増分約0.205MPa（格納容器過圧破損）、約44℃（格納容器過温破損）が、主として崩壊熱によるものであることから、PARによる発熱（崩壊熱の約2%）が全て原子炉格納容器圧力及び温度の上昇に寄与したと仮定しても、原子炉格納容器圧力の増分は約0.004MPa[gage]、原子炉格納容器雰囲気温度の増分は約0.9℃となり、有効性評価の判断基準に影響することのない軽微なものである。図5に格納容器過圧破損シーケンスの原子炉格納容器圧力の推移、図6に格納容器過温破損シーケンスの原子炉格納容器雰囲気温度の推移を示す。</p>	<p>設備名称の相違</p> <p>解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p> <p>評価結果の相違</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.16 原子炉格納容器内水素処理装置による水素処理に伴う発熱に対する原子炉格納容器圧力及び温度への影響について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図1 PAR1個当りの水素除去性能（圧力0.15MPa[abs]）</p>	 <p>原子炉格納容器内水素処理装置1個の水素除去性能（圧力1.5bar）</p> <p>図1 PARの水素処理性能</p>	
 <p>図2 PAR5個での水素処理速度の推移</p>  <p>図3 PAR5個からの発熱量の推移</p>	 <p>図2 PAR5個による水素処理速度の推移</p>  <p>図3 PAR5個の水素処理による発熱量の推移</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.16 原子炉格納容器内水素処理装置による水素処理に伴う発熱に対する原子炉格納容器圧力及び温度への影響について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図4 PAR 5個の発熱量と崩壊熱</p>	<p>図4 PAR 5個の水素処理発熱と崩壊熱の比較</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.16 原子炉格納容器内水素処理装置による水素処理に伴う発熱に対する原子炉格納容器圧力及び温度への影響について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>原子炉格納容器圧力の推移（格納容器過圧破損）</p>	<p>原子炉格納容器圧力の推移（格納容器過圧破損）</p>	
<p>原子炉格納容器内温度の推移（格納容器過温破損）</p>	<p>原子炉格納容器雰囲気温度の推移（格納容器過温破損）</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.17 安定状態について）

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>添付資料 3.1.1.17</p> <p>安定状態について</p> <p>格納容器過圧破損（大破断LOCA+ECCS注入失敗+格納容器スプレイ注水失敗）時の安定状態については以下のとおり。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>原子炉格納容器安定状態：原子炉格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向</p> <p><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>第 3.1.1.9 図及び第 3.1.1.10 図の解析結果より、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却を開始することで原子炉格納容器の圧力及び温度の両方が低下に転じる、事象発生の約 26 時間後を原子炉格納容器の安定状態とした。</p> <p><u>格納容器内自然対流冷却による長期安定状態の維持について</u></p> <p>約 24 時間後に大容量ポンプから格納容器再循環ユニットへの冷却水通水による自然対流冷却により原子炉格納容器内の除熱を行うことが可能であることから、原子炉格納容器の安定状態を長期にわたり維持可能である。</p> </div>	<p>添付資料 3.1.1.5</p> <p>安定状態について（代替循環冷却系を使用する場合）</p> <p>雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において代替循環冷却系を使用する場合における安定状態については以下のとおり。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、重大事故等対処設備を用いた損傷炉心冷却により、損傷炉心の冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>格納容器安定状態：損傷炉心を冠水させた後に、重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱機能（原子炉格納容器フィルタベント系又は代替循環冷却系）により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水継続により損傷炉心が冠水し、損傷炉心の冷却が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p><u>格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>炉心冷却を継続し、事象発生から 24 時間後に代替循環冷却系による格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり、格納容器温度は 150℃を下回り、格納容器安定状態が確立される。</p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の格納容器破損防止対策により安定状態を維持できる。</p> <p>代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ、除熱を行うことにより、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。安定状態の維持に関する具体的な要件は以下のとおり。</p> <ol style="list-style-type: none"> ①格納容器除熱機能として代替循環冷却系の使用又は残留熱除去系の復旧による冷却への移行 ②格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び格納容器内への窒素注入 ③上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源）、冷却水系等の復旧 ④長期的に維持される格納容器の状態（温度・圧力）に対し、適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保 <p style="text-align: right;">（添付資料 2.1.1 別紙 1）</p> </div>	<p>添付資料 7.2.1.1.17</p> <p>安定状態について</p> <p>格納容器過圧破損（大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）時の安定状態については以下のとおり。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、重大事故等対処設備を用いた損傷炉心冷却により、損傷炉心の冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：損傷炉心を冠水させた後に、重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能により、原子炉格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】</p> <p><u>原子炉安定状態の確立について</u></p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイの継続により損傷炉心が冠水し、損傷炉心の冷却が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>代替格納容器スプレイを継続し、事象発生の 24 時間後に格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を開始することで原子炉格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり、原子炉格納容器の安定状態が確立される。</p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の格納容器破損防止対策により安定状態を維持できる。</p> </div>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.18 溶融炉心・コンクリート相互作用が発生した場合の原子炉格納容器圧力及び温度への影響について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																													
<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.1.18</p> <p style="text-align: center;">溶融炉心・コンクリート相互作用が発生した場合の 原子炉格納容器圧力及び温度への影響について</p> <p>1. はじめに</p> <p>格納容器過圧破損の評価事故シーケンス「大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ機能が喪失する事故」時に原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がりが小さく、局所的に溶融炉心が堆積するような極端な条件での感度解析を実施し、コンクリート侵食が発生した場合の溶融炉心・コンクリート相互作用による原子炉格納容器圧力及び温度への影響について、以下の条件で評価した。</p> <table border="1" data-bbox="226 584 963 1027"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>パラメータ</th> <th>設定値</th> <th>設定根拠</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">ベースケース</td> <td>格納容器代替スプレイ作動</td> <td>炉心溶融後 30分</td> <td>運転員操作余裕時間として設定</td> </tr> <tr> <td>エントレインメント係数</td> <td style="text-align: center;">□</td> <td>当該変数推奨範囲の最確値</td> </tr> <tr> <td>溶融炉心の拡がり面積</td> <td>キャビティ床面積の1/1</td> <td>キャビティ区画床全面とする</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">感度解析ケース</td> <td>Kutateladze係数</td> <td>0.1 (0.8 MW/m²相当^(注))</td> <td>水による冷却を伴ったデブリとコンクリートの相互作用に関する実験に基づく値</td> </tr> <tr> <td>格納容器代替スプレイ作動</td> <td>炉心溶融後 30分</td> <td>運転員操作余裕時間として設定</td> </tr> <tr> <td>エントレインメント係数</td> <td style="text-align: center;">□</td> <td>当該変数推奨範囲の最大値</td> </tr> <tr> <td>溶融炉心の拡がり面積</td> <td>キャビティ床面積の約 1/10 から落下量に応じて拡大</td> <td>落下時に細粒化などにより冷却が進む</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Kutateladze係数</td> <td>溶融物存在時 0.1 (0.8 MW/m²相当^(注)) 全体固化時 0.0625 (0.5 MW/m²相当^(注)) コンクリート15%混入時 0.015625 (0.125 MW/m²相当^(注))</td> <td>CCI実験、SSWICS実験に基づく熱流束を設定</td> </tr> </tbody> </table> <p>(注) 大気圧条件</p> <p style="text-align: center;">□ 枠囲みの内容は、機密に属しますので公開できません。</p>	項目	パラメータ	設定値	設定根拠	ベースケース	格納容器代替スプレイ作動	炉心溶融後 30分	運転員操作余裕時間として設定	エントレインメント係数	□	当該変数推奨範囲の最確値	溶融炉心の拡がり面積	キャビティ床面積の1/1	キャビティ区画床全面とする	感度解析ケース	Kutateladze係数	0.1 (0.8 MW/m ² 相当 ^(注))	水による冷却を伴ったデブリとコンクリートの相互作用に関する実験に基づく値	格納容器代替スプレイ作動	炉心溶融後 30分	運転員操作余裕時間として設定	エントレインメント係数	□	当該変数推奨範囲の最大値	溶融炉心の拡がり面積	キャビティ床面積の約 1/10 から落下量に応じて拡大	落下時に細粒化などにより冷却が進む		Kutateladze係数	溶融物存在時 0.1 (0.8 MW/m ² 相当 ^(注)) 全体固化時 0.0625 (0.5 MW/m ² 相当 ^(注)) コンクリート15%混入時 0.015625 (0.125 MW/m ² 相当 ^(注))	CCI実験、SSWICS実験に基づく熱流束を設定	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.1.18</p> <p style="text-align: center;">溶融炉心・コンクリート相互作用が発生した場合の 原子炉格納容器圧力及び温度への影響について</p> <p>1. はじめに</p> <p>格納容器過圧破損の評価事故シーケンス「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」時に、原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がりが小さく、局所的に溶融炉心が堆積するような極端な条件での感度解析を実施し、コンクリート侵食が発生した場合の溶融炉心・コンクリート相互作用による原子炉格納容器圧力及び温度への影響について、以下の条件で評価した。</p> <table border="1" data-bbox="1144 584 1906 1294"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>パラメータ</th> <th>設定値</th> <th>設定根拠</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">基本ケース</td> <td>代替格納容器スプレイ作動</td> <td>炉心溶融後 30分</td> <td>運転員操作余裕時間として設定</td> </tr> <tr> <td>エントレインメント係数</td> <td style="text-align: center;">□</td> <td>当該変数推奨範囲の最確値</td> </tr> <tr> <td>溶融炉心の拡がり面積</td> <td>キャビティ床面積の1/1</td> <td>キャビティ区画床全面とする</td> </tr> <tr> <td>Kutataladze係数</td> <td>0.1 (0.8 MW/m²相当^(注))</td> <td>水による冷却を伴ったデブリとコンクリートの相互作用に関する実験に基づく値</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">感度ケース</td> <td>代替格納容器スプレイ作動</td> <td>炉心溶融後 30分</td> <td>運転員操作余裕時間として設定</td> </tr> <tr> <td>エントレインメント係数</td> <td style="text-align: center;">□</td> <td>当該変数推奨範囲の最大値</td> </tr> <tr> <td>溶融炉心の拡がり面積</td> <td>キャビティ床面積の約 1/10 から落下量に応じて拡大</td> <td>落下時に細粒化などにより冷却が進む</td> </tr> <tr> <td>Kutataladze係数</td> <td>溶融物存在時 0.1 (0.8 MW/m²相当^(注)) 全体固化時 0.0625 (0.5 MW/m²相当^(注)) コンクリート15%混入時 0.015625 (0.125 MW/m²相当^(注))</td> <td>CCI実験、SSWICS実験に基づく熱流束を設定</td> </tr> </tbody> </table> <p>(注) 大気圧条件</p> <p style="text-align: center;">□ 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。</p>	項目	パラメータ	設定値	設定根拠	基本ケース	代替格納容器スプレイ作動	炉心溶融後 30分	運転員操作余裕時間として設定	エントレインメント係数	□	当該変数推奨範囲の最確値	溶融炉心の拡がり面積	キャビティ床面積の1/1	キャビティ区画床全面とする	Kutataladze係数	0.1 (0.8 MW/m ² 相当 ^(注))	水による冷却を伴ったデブリとコンクリートの相互作用に関する実験に基づく値	感度ケース	代替格納容器スプレイ作動	炉心溶融後 30分	運転員操作余裕時間として設定	エントレインメント係数	□	当該変数推奨範囲の最大値	溶融炉心の拡がり面積	キャビティ床面積の約 1/10 から落下量に応じて拡大	落下時に細粒化などにより冷却が進む	Kutataladze係数	溶融物存在時 0.1 (0.8 MW/m ² 相当 ^(注)) 全体固化時 0.0625 (0.5 MW/m ² 相当 ^(注)) コンクリート15%混入時 0.015625 (0.125 MW/m ² 相当 ^(注))	CCI実験、SSWICS実験に基づく熱流束を設定	
項目	パラメータ	設定値	設定根拠																																																												
ベースケース	格納容器代替スプレイ作動	炉心溶融後 30分	運転員操作余裕時間として設定																																																												
	エントレインメント係数	□	当該変数推奨範囲の最確値																																																												
	溶融炉心の拡がり面積	キャビティ床面積の1/1	キャビティ区画床全面とする																																																												
感度解析ケース	Kutateladze係数	0.1 (0.8 MW/m ² 相当 ^(注))	水による冷却を伴ったデブリとコンクリートの相互作用に関する実験に基づく値																																																												
	格納容器代替スプレイ作動	炉心溶融後 30分	運転員操作余裕時間として設定																																																												
	エントレインメント係数	□	当該変数推奨範囲の最大値																																																												
	溶融炉心の拡がり面積	キャビティ床面積の約 1/10 から落下量に応じて拡大	落下時に細粒化などにより冷却が進む																																																												
	Kutateladze係数	溶融物存在時 0.1 (0.8 MW/m ² 相当 ^(注)) 全体固化時 0.0625 (0.5 MW/m ² 相当 ^(注)) コンクリート15%混入時 0.015625 (0.125 MW/m ² 相当 ^(注))	CCI実験、SSWICS実験に基づく熱流束を設定																																																												
項目	パラメータ	設定値	設定根拠																																																												
基本ケース	代替格納容器スプレイ作動	炉心溶融後 30分	運転員操作余裕時間として設定																																																												
	エントレインメント係数	□	当該変数推奨範囲の最確値																																																												
	溶融炉心の拡がり面積	キャビティ床面積の1/1	キャビティ区画床全面とする																																																												
	Kutataladze係数	0.1 (0.8 MW/m ² 相当 ^(注))	水による冷却を伴ったデブリとコンクリートの相互作用に関する実験に基づく値																																																												
感度ケース	代替格納容器スプレイ作動	炉心溶融後 30分	運転員操作余裕時間として設定																																																												
	エントレインメント係数	□	当該変数推奨範囲の最大値																																																												
	溶融炉心の拡がり面積	キャビティ床面積の約 1/10 から落下量に応じて拡大	落下時に細粒化などにより冷却が進む																																																												
	Kutataladze係数	溶融物存在時 0.1 (0.8 MW/m ² 相当 ^(注)) 全体固化時 0.0625 (0.5 MW/m ² 相当 ^(注)) コンクリート15%混入時 0.015625 (0.125 MW/m ² 相当 ^(注))	CCI実験、SSWICS実験に基づく熱流束を設定																																																												

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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

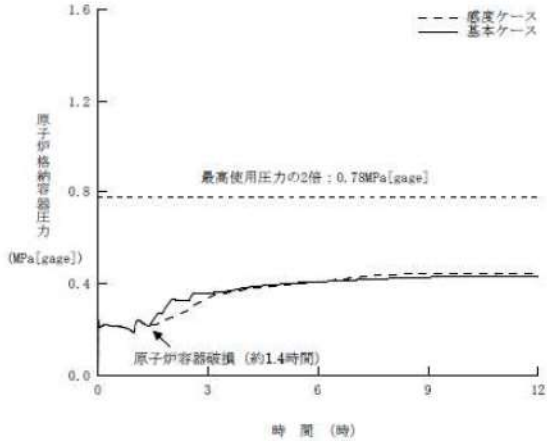
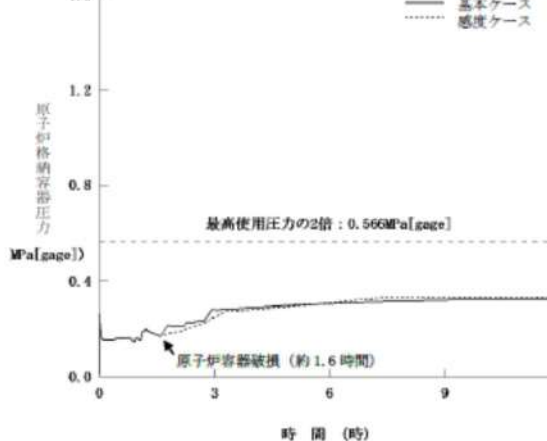
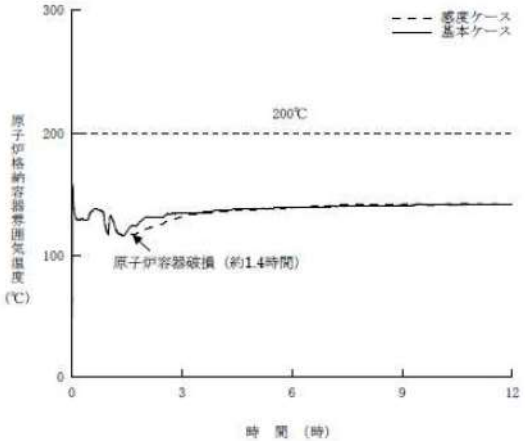
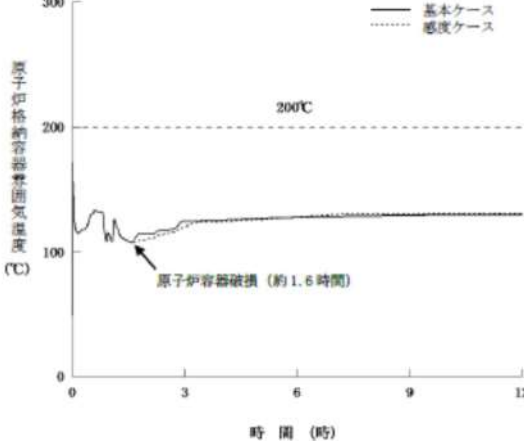
7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.18 熔融炉心・コンクリート相互作用が発生した場合の原子炉格納容器圧力及び温度への影響について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2. 影響評価</p> <p>評価の結果、感度解析ケースではコンクリート侵食は約17cmとなり、ベースケース及び感度解析ケースにおける原子炉格納容器圧力及び温度の推移を図1及び図2に示す。</p> <p>感度解析ケースでは、ベースケースに比べて熔融炉心の拡がり面積及び熔融炉心からキャビティ水への熱流束を制限していることから、熔融炉心が十分に冷却されるまでの時間がベースケースに比べて長くなる。このため、感度解析ケースでは、熔融炉心からの熱移行がベースケースより遅れ、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は相対的に緩やかとなる。その後、感度解析ケースでは、コンクリート侵食による非凝縮性ガスの発生とこれに伴う反応熱が増えることにより、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は高くなるものの、原子炉下部キャビティ水により熔融炉心が冷却されることでコンクリート侵食は停止し、これらの要因による原子炉格納容器圧力及び温度上昇は一時的なものである。このため、原子炉格納容器圧力及び温度は、それぞれ原子炉格納容器最高使用圧力の2倍及び原子炉格納容器内温度200℃に対して十分な余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>なお、コンクリート侵食等に伴う水素発生量の増加は長期的に原子炉格納容器圧力の上昇要因となるが、感度解析ケースにおいても最終的な原子炉格納容器内の水素濃度はドライ条件換算で約7vol%であり、絶対量自体は非常に小さい。</p> <p>以上のことから、格納容器過圧破損の評価事故シーケンス「大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ機能が喪失する事故」時に熔融炉心・コンクリート相互作用が発生した場合でも、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>2. 影響評価</p> <p>評価の結果、感度ケースではコンクリート侵食は約18cmとなり、基本ケース及び感度ケースにおける原子炉格納容器圧力及び温度の推移を図1及び図2に示す。</p> <p>感度ケースでは、基本ケースに比べて熔融炉心の拡がり面積及び熔融炉心からキャビティ水への熱流束を制限していることから、熔融炉心が十分に冷却されるまでの時間が基本ケースに比べ長くなる。このため、感度ケースでは、熔融炉心からの熱移行が基本ケースより遅れ、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は相対的に緩やかとなる。その後、感度ケースでは、コンクリート侵食による非凝縮性ガスの発生とこれに伴う反応熱が増えることにより、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は高くなるものの、原子炉下部キャビティ水により熔融炉心が冷却されることでコンクリート侵食は停止し、これらの要因による原子炉格納容器圧力及び温度上昇は一時的なものである。このため、原子炉格納容器圧力及び温度は、それぞれ原子炉格納容器最高使用圧力の2倍及び原子炉格納容器雰囲気温度200℃に対して十分な余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>なお、コンクリート侵食等に伴う水素発生量の増加は、長期的に原子炉格納容器圧力の上昇要因となるが、感度ケースにおいても水素の追加発生に伴う水素濃度上昇はドライ条件換算で1vol%程度にとどまる。</p> <p>以上のことから、格納容器過圧破損の評価事故シーケンス「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」時に、熔融炉心・コンクリート相互作用が発生した場合でも、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>解析結果の相違</p> <p>記載方針の相違 ・水素発生量の増加に対する記載方針が異なるが、影響が小さい点では同様</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破壊）（添付資料 7.2.1.1.18 溶融炉心・コンクリート相互作用が発生した場合の原子炉格納容器圧力及び温度への影響について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図1 原子炉格納容器圧力の推移 (溶融炉心・コンクリート相互作用による影響確認)</p>	 <p>図1 原子炉格納容器圧力の推移 (溶融炉心・コンクリート相互作用による影響確認)</p>	
 <p>図2 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (溶融炉心・コンクリート相互作用による影響確認)</p>	 <p>図2 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (溶融炉心・コンクリート相互作用による影響確認)</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

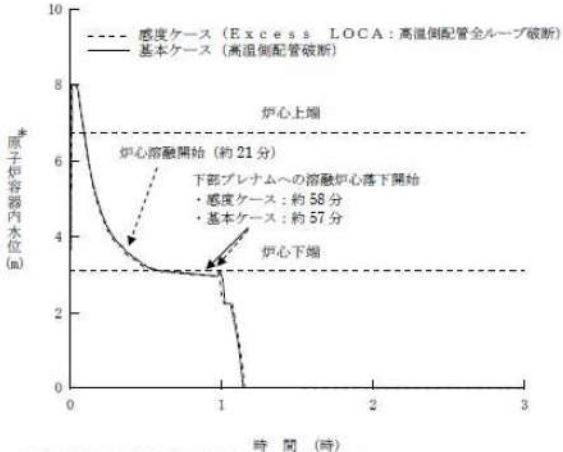
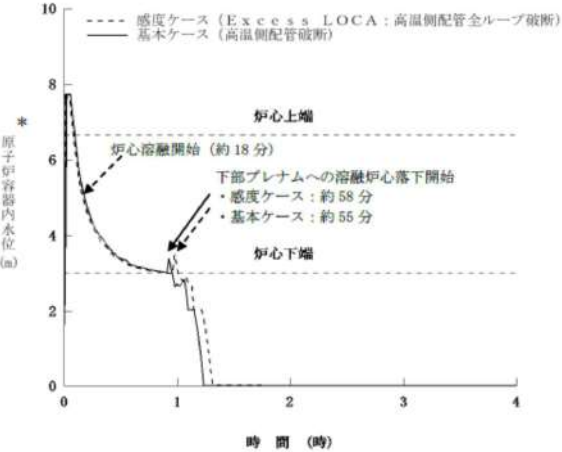
7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.19 大破断 LOCA を上回る規模の LOCA に対する格納容器破損防止対策の有効性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.1.19</p> <p>大破断 LOCA を上回る規模の LOCA に対する格納容器破損防止対策の有効性について</p> <p>地震により大破断 LOCA を上回る規模の LOCA（以下「Excess LOCA」という）が発生した場合には、1次冷却材の流出後の炉心冷却ができないことにより早期に炉心溶融に至ることから、炉心損傷防止対策を講じることは困難である。</p> <p>一方、Excess LOCA については、原子炉冷却材圧力パウンダリの損傷箇所に応じて事象進展が異なることが考えられ、炉心や原子炉格納容器への影響の観点から、大きく以下の3通りに分類が可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ RCS 高温側配管 事象初期の格納容器内圧の上昇が厳しくなる。 ・ RCS 低温側配管 蓄圧注入系も含めて ECCS 注水機能が不能となり、炉心損傷が早まる。 ・ 原子炉容器下部 炉内で冷却水が保持できず、ECCS 注水も無効となり、炉心損傷が早まる。 <p>以上のように、損傷箇所が異なることで事象進展が変わることが想定されるものの、原子炉格納容器内へ放出される1次冷却系保有エネルギーは同じであることから、長期的な挙動は大破断 LOCA と同等と考えられるため、「大破断 LOCA 時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」時と同様の格納容器破損防止対策が有効に機能することで、原子炉格納容器の閉じ込め機能を維持できるものと考えられる。</p> <p>ここでは、「Excess LOCA 時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」について、大破断 LOCA で講じる対策が有効に機能することについて検討を行った。なお、Excess LOCA における挙動を推察するため、以下の想定で感度解析を実施している。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ RCS 高温側配管：高温側配管全ループ破断 ・ RCS 低温側配管：低温側配管全ループ破断 ・ 原子炉容器下部：原子炉容器下端における破損（開口面積：高温側配管両端破断相当） <p>なお、ここで扱う Excess LOCA は、LOCA の発生源となる機器のみが損傷することを想定している。一方で、大規模損壊事象として整理している「原子炉建屋損傷」、「原子炉格納容器損傷」及び「蒸気発生器伝熱管破損（複数本破断）」については、建屋・建造物の損壊により Excess LOCA が発生することも考えられ、大破断 LOCA で講じる対策に期待できず、原子炉格納容器の閉じ込め機能を維持できないおそれがある。これらの事象の発生頻度は非常に小さいことを確認しており、仮に発生した場合においても、事象の程度や組合せに応じて炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに、建屋全体が崩壊するような深刻な事故の場合にも可搬型のポンプ、</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.2.1.1.19</p> <p>大破断 LOCA を上回る規模の LOCA に対する格納容器破損防止対策の有効性について</p> <p>地震により大破断 LOCA を上回る規模の LOCA（以下「Excess LOCA」という）が発生した場合には、1次冷却材の流出後の炉心冷却ができないことにより早期に炉心溶融に至ることから、炉心損傷防止対策を講じることは困難である。</p> <p>一方、Excess LOCA については、原子炉冷却材圧力パウンダリの損傷箇所に応じて事象進展が異なることが考えられ、炉心や原子炉格納容器への影響の観点から、大きく以下の3通りに分類が可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ RCS 高温側配管 事象初期の原子炉格納容器内圧の上昇が厳しくなる。 ・ RCS 低温側配管 蓄圧注入系も含めて ECCS 注水機能が不能となり、炉心損傷が早まる。 ・ 原子炉容器下部 炉内で冷却水が保持できず、ECCS 注水も無効となり、炉心損傷が早まる。 <p>以上のように、損傷箇所が異なることで事象進展が変わることが想定されるものの、原子炉格納容器内へ放出される1次冷却系保有エネルギーは同じであることから、長期的な挙動は大破断 LOCA と同等と考えられるため、「大破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」時と同様の格納容器破損防止対策が有効に機能することで、原子炉格納容器の閉じ込め機能を維持できるものと考えられる。</p> <p>ここでは、「Excess LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」について、大破断 LOCA で講じる対策が有効に機能することについて検討を行った。なお、Excess LOCA における挙動を推察するため、以下の想定で感度解析を実施している。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ RCS 高温側配管：高温側配管全ループ破断 ・ RCS 低温側配管：低温側配管全ループ破断 ・ 原子炉容器下部：原子炉容器下端における破損（開口面積：高温側配管両端破断相当） <p>なお、ここで扱う Excess LOCA は、LOCA の発生源となる機器のみが損傷することを想定している。一方で、大規模損壊事象として整理している「原子炉建屋損傷」、「原子炉格納容器損傷」及び「蒸気発生器伝熱管破損（複数本破断）」については、建屋・建造物の損壊により Excess LOCA が発生することも考えられ、大破断 LOCA で講じる対策に期待できず、原子炉格納容器の閉じ込め機能を維持できないおそれがある。これらの事象の発生頻度は非常に小さいことを確認しており、仮に発生した場合においても、事象の程度や組合せに応じて炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに、建屋全体が崩壊するような深刻な事故の場合にも可搬型のポンプ、電源、放水砲等を駆使した</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

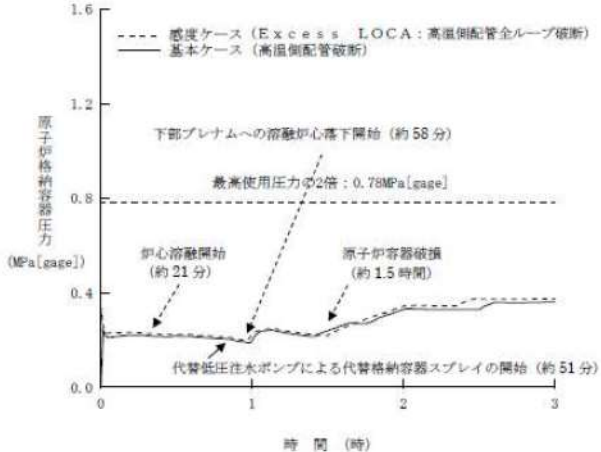
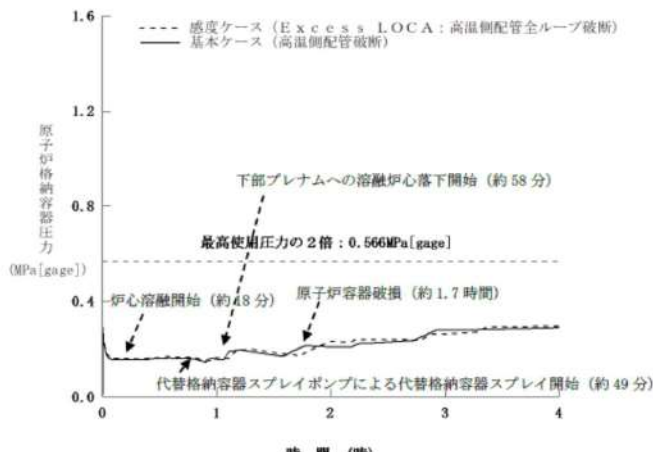
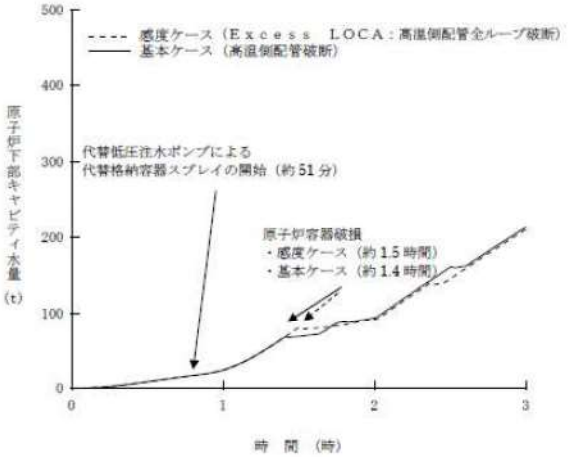
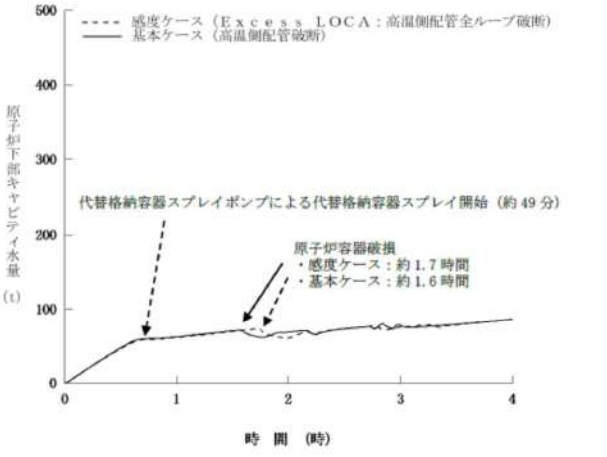
7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.19 大破断LOCAを上回る規模のLOCAに対する格納容器破損防止対策の有効性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>電源、放水砲等を駆使した大規模損壊対策により影響緩和を図ることとしている。</p> <p>1. 感度解析結果について</p> <p>Excess LOCAの想定に応じて、原子炉容器破損時間、原子炉格納容器圧力の挙動、原子炉下部キャビティへの1次冷却材の流入状況等が変わることが考えられるため、感度解析により影響を確認した。</p> <p>なお、格納容器代替スプレイ開始時刻については、Excess LOCAの場合も大破断LOCAと同様、訓練実績等を踏まえて事象発生後約51分とした。</p> <p>【RCS高温側配管破断の場合】（第1図～第4図）</p> <p>大破断LOCAとExcess LOCAの双方で、ブローダウン過程にて原子炉容器内の冷却材が短時間（数十秒以内）に流出する傾向は同じであり、炉心溶融開始時間への影響は小さい。原子炉容器破損までの時間は、Excess LOCAの方がわずかに遅くなっているが、これは破断口が大きいため炉心での蒸気流速が早まり冷却が促進された影響であると考えられる。</p> <p>原子炉容器破損時の原子炉下部キャビティの水量にもほとんど差が無いため、有意なベースマツト侵食は発生しない。また、溶融炉心と冷却材の相互作用により、原子炉格納容器圧力の上昇はみられるが、大破断LOCAの場合と同様に格納容器の健全性に影響を与えるものではない。したがって、Excess LOCA発生時にも原子炉格納容器の健全性が確保できる。</p>  <p>第1図 原子炉容器内水位の推移 （高温側配管全ループ破断時の影響確認）</p>	<p>大規模損壊対策により影響緩和を図ることとしている。</p> <p>1. 感度解析結果について</p> <p>Excess LOCAの想定に応じて、原子炉容器破損時間、原子炉格納容器圧力の挙動、原子炉下部キャビティへの1次冷却材の流入状況等が変わることが考えられるため、感度解析により影響を確認した。</p> <p>なお、代替格納容器スプレイ開始時刻については、Excess LOCAの場合も大破断LOCAと同様、訓練実績等を踏まえて事象発生後約49分とした。</p> <p>【RCS高温側配管破断の場合】（図1～図5）</p> <p>大破断LOCAとExcess LOCAの双方で、ブローダウン過程にて原子炉容器内の1次冷却材が短時間（数十秒以内）に流出する傾向は同じであり、炉心溶融開始時間への影響は小さい。原子炉容器破損までの時間は、Excess LOCAの方がわずかに遅くなっているが、これは破断口が大きいため炉心での蒸気流速が早まり冷却が促進された影響であると考えられる。</p> <p>原子炉容器破損時の原子炉下部キャビティの水量にもほとんど差が無いため、有意なベースマツト侵食は発生しない。また、溶融炉心と冷却材の相互作用により、原子炉格納容器圧力の上昇はみられるが、大破断LOCAの場合と同様に原子炉格納容器の健全性に影響を与えるものではない。したがって、Excess LOCA発生時にも原子炉格納容器の健全性が確保できる。</p>  <p>図1 原子炉容器内水位の推移 （高温側配管全ループ破断時の影響確認）</p>	<p>記載表現の相違 解析条件の相違</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

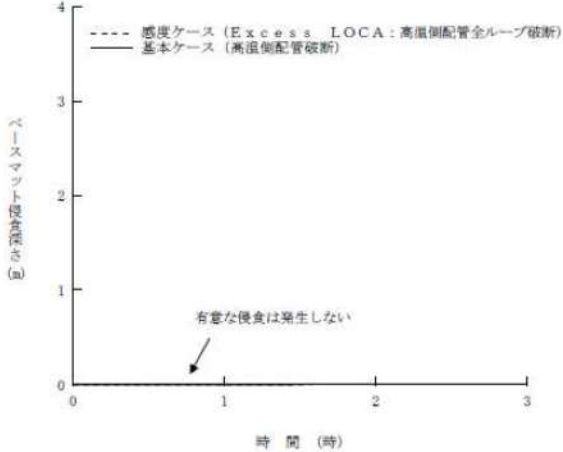
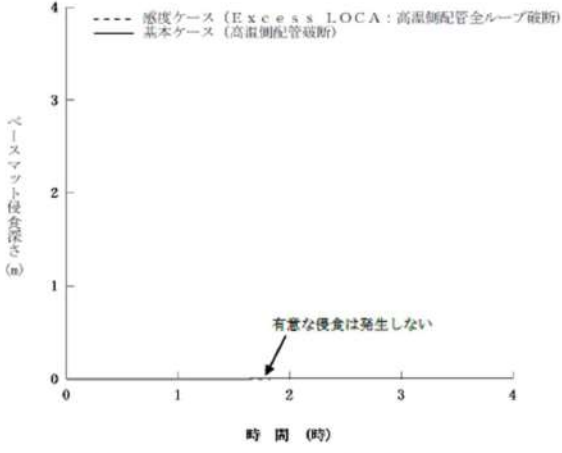
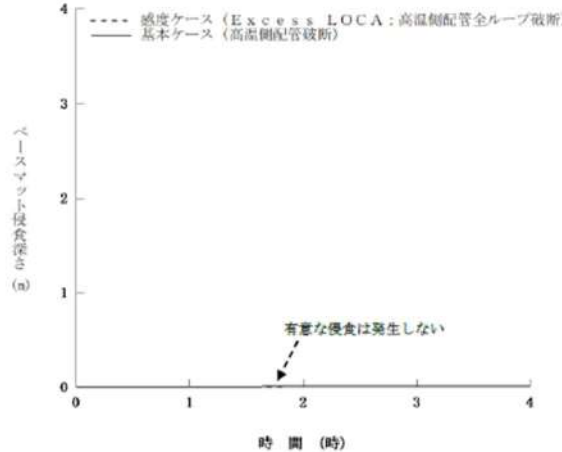
7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.19 大破断LOCAを上回る規模のLOCAに対する格納容器破損防止対策の有効性について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第2図 原子炉格納容器圧力の推移 (高温側配管全ループ破断時の影響確認)</p>	 <p>図2 原子炉格納容器圧力の推移 (高温側配管全ループ破断時の影響確認)</p>	
 <p>第3図 原子炉下部キャビティ水量の推移 (高温側配管全ループ破断時の影響確認)</p>	 <p>図3 原子炉下部キャビティ水量の推移 (高温側配管全ループ破断時の影響確認)</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.19 大破断LOCAを上回る規模のLOCAに対する格納容器破損防止対策の有効性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p data-bbox="423 691 763 740">第4図 ベースマット侵食深さの推移 （高温側配管全ループ破断時の影響確認）</p>	 <p data-bbox="1301 719 1704 769">図4 ベースマット侵食深さ（床面）の推移 （高温側配管全ループ破断時の影響確認）</p>  <p data-bbox="1301 1342 1704 1391">図5 ベースマット侵食深さ（壁面）の推移 （高温側配管全ループ破断時の影響確認）</p>	<p data-bbox="1973 852 2123 1011">記載方針の相違 ・泊は女川に倣い床面に加えて壁面の侵食深さもグラフで示している</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.19 大破断LOCAを上回る規模のLOCAに対する格納容器破損防止対策の有効性について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【RCS低温側配管破断の場合】（第5図～第8図）</p> <p>大破断LOCAとExcess LOCAの双方でブローダウン過程にて原子炉容器内の冷却材が短時間に流出する傾向は同じであるが、原子炉容器破損までの時間には差が生じる。</p> <p>原子炉容器破損までの時間に差が生じる理由は、大破断LOCAにおいては蓄圧注入が炉心冷却に寄与するが、Excess LOCAの場合には直接原子炉格納容器内に流出して炉心冷却に寄与できないためである。このためExcess LOCAの方が炉心溶融は約9分、原子炉容器破損は約40分早まる。一方、Excess LOCAでは蓄圧注入水が格納容器内に直接放出されるため、原子炉容器破損時は原子炉下部キャビティ内に十分な水量が存在する。その結果、大破断LOCAと同様に有意なベースマット侵食は発生していない。また、溶融炉心と冷却材の相互作用により、原子炉格納容器圧力の上昇はみられるが、大破断LOCAの場合と同様に原子炉格納容器の健全性に影響を与えるものではない。したがって、Excess LOCA発生時にも原子炉格納容器の健全性が確保できる。</p> <p>第5図 原子炉容器内水位の推移 （低温側配管全ループ破断時の影響確認）</p>	<p>【RCS低温側配管破断の場合】（図6～図10）</p> <p>大破断LOCAとExcess LOCAの双方でブローダウン過程にて原子炉容器内の1次冷却材が短時間に流出する傾向は同じであるが、原子炉容器破損までの時間には差が生じる。</p> <p>原子炉容器破損までの時間に差が生じる理由は、大破断LOCAにおいては蓄圧注入が炉心冷却に寄与するが、Excess LOCAの場合には直接原子炉格納容器内に流出して炉心冷却に寄与できないためである。このためExcess LOCAの方が炉心溶融は約9分、原子炉容器破損は約50分早まる。一方、Excess LOCAでは蓄圧注入水が原子炉格納容器内に直接放出されるため、原子炉容器破損時は原子炉下部キャビティ内に十分な水量が存在する。その結果、大破断LOCAと同様に有意なベースマット侵食は発生していない。また、溶融炉心と冷却材の相互作用により、原子炉格納容器圧力の上昇はみられるが、大破断LOCAの場合と同様に原子炉格納容器の健全性に影響を与えるものではない。したがって、Excess LOCA発生時にも原子炉格納容器の健全性が確保できる。</p> <p>図6 原子炉容器内水位の推移 （低温側配管全ループ破断時の影響確認）</p>	<p>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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

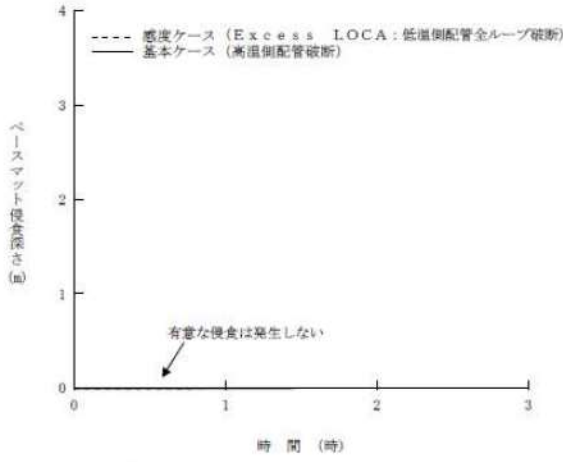
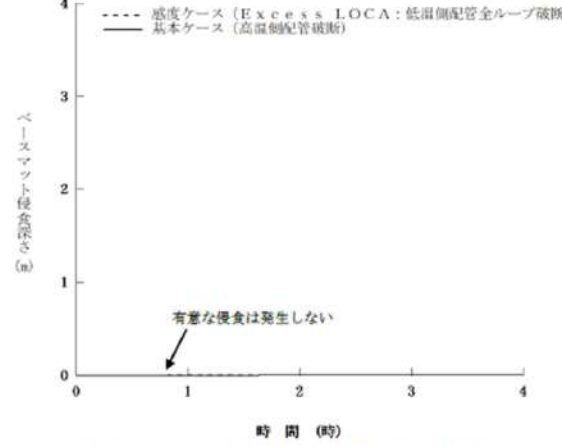
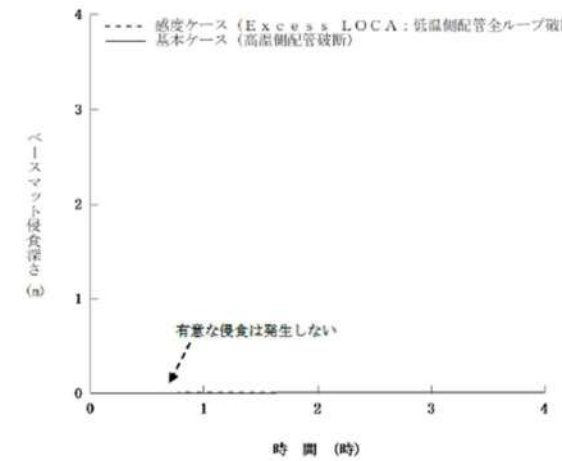
7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.19 大破断LOCAを上回る規模のLOCAに対する格納容器破損防止対策の有効性について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第6図 原子炉格納容器圧力の推移 (低温側配管全ループ破断時の影響確認)</p>	<p>第7図 原子炉格納容器圧力の推移 (低温側配管全ループ破断時の影響確認)</p>	
<p>第7図 原子炉下部キャピティ水量の推移 (低温側配管全ループ破断時の影響確認)</p>	<p>第8図 原子炉下部キャピティ水量の推移 (低温側配管全ループ破断時の影響確認)</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）

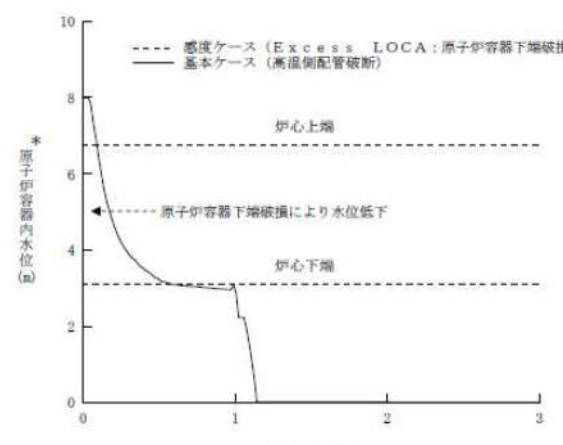
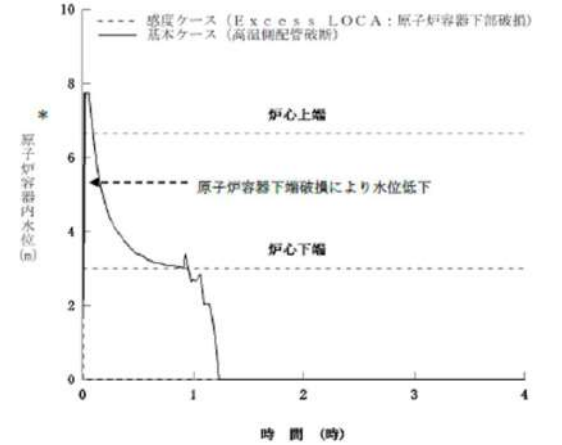
泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.19 大破断LOCAを上回る規模のLOCAに対する格納容器破損防止対策の有効性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第8図 ベースマット侵食深さの推移 (低温側配管全ループ破断時の影響確認)</p>	 <p>図9 ベースマット侵食深さ（床面）の推移 (低温側配管全ループ破断時の影響確認)</p>  <p>図10 ベースマット侵食深さ（壁面）の推移 (低温側配管全ループ破断時の影響確認)</p>	<p>記載方針の相違 ・泊は女川に倣い床面に加えて壁面の侵食深さもグラフで示している</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.19 大破断LOCAを上回る規模のLOCAに対する格納容器破損防止対策の有効性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【原子炉容器下部破損の場合】（第9図～第12図）</p> <p>大破断LOCAとExcess LOCAの双方でブローダウン過程にて原子炉容器内の冷却材が短時間に流出する傾向は同じであるが、熔融炉心が原子炉下部キャビティに落下する時間に差が生じる。</p> <p>その理由は、大破断LOCAにおいてはブローダウン過程終了後に原子炉容器内に水が残存するが、Excess LOCAの場合には原子炉容器下部から早期に原子炉格納容器内に流出するためである。炉心熔融開始時間は約8分早まっており、また、Excess LOCAでは原子炉容器下部が破損しているため、熔融炉心が原子炉下部キャビティに落下する時間が約46分早まり、事象発生から約38分となった。一方、原子炉格納容器内へ流出した水は、蓄圧注入水も含めて、原子炉下部キャビティに直接流入するため、熔融炉心が原子炉下部キャビティに落下する時点（約38分）では十分な量が原子炉下部キャビティに滞留している。そのため、Excess LOCAの場合であってもベースマットが侵食されることはない。また、熔融炉心と冷却材の相互作用により、原子炉格納容器圧力の上昇はみられるが、大破断LOCAの場合と同様に原子炉格納容器の健全性に影響を与えるものではない。したがって、Excess LOCA発生時にも原子炉格納容器の健全性が確保できる。</p>  <p>第9図 原子炉容器内水位の推移 （原子炉容器下端における破損時の影響確認）</p>	<p>【原子炉容器下部破損の場合】（図11～図15）</p> <p>大破断LOCAとExcess LOCAの双方でブローダウン過程にて原子炉容器内の1次冷却材が短時間に流出する傾向は同じであるが、熔融炉心が原子炉下部キャビティに落下する時間に差が生じる。</p> <p>その理由は、大破断LOCAにおいてはブローダウン過程終了後に原子炉容器内に水が残存するが、Excess LOCAの場合には原子炉容器下部から早期に原子炉格納容器内に流出するためである。このため、炉心熔融開始時間は低温側配管破断のExcess LOCAよりも約8分早まっている。Excess LOCAでは原子炉容器下部が破損しているため、熔融炉心が原子炉下部キャビティに落下する時間が約50分早まり、事象発生から約35分となった。一方、原子炉格納容器内へ流出した水は、蓄圧注入水も含めて、原子炉下部キャビティに直接流入するため、熔融炉心が原子炉下部キャビティに落下する時点（約35分）では十分な量が原子炉下部キャビティに滞留している。そのため、Excess LOCAの場合であってもベースマットが侵食されることはない。また、熔融炉心と冷却材の相互作用により、原子炉格納容器圧力の上昇はみられるが、大破断LOCAの場合と同様に原子炉格納容器の健全性に影響を与えるものではない。したがって、Excess LOCA発生時にも原子炉格納容器の健全性が確保できる。</p>  <p>図11 原子炉容器内水位の推移 （原子炉容器下端における破損時の影響確認）</p>	<p>解析結果の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

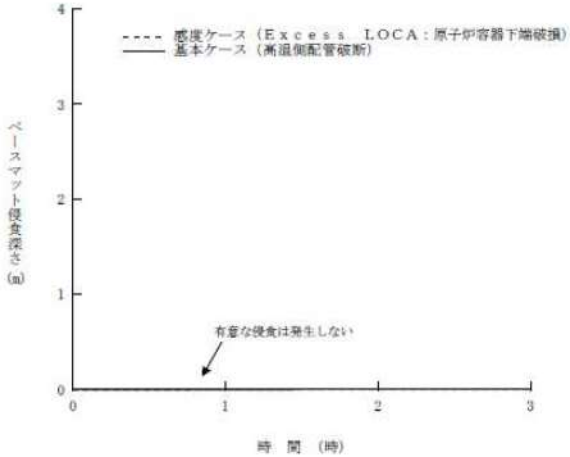
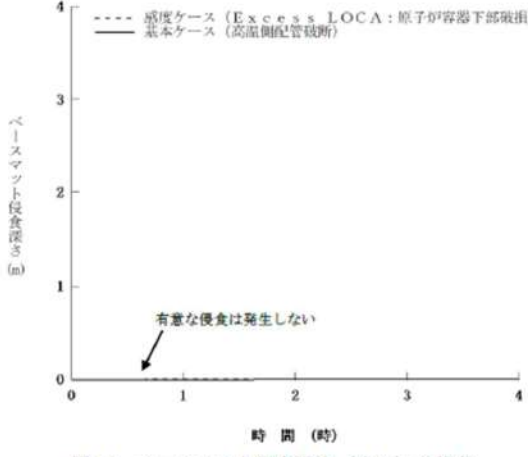
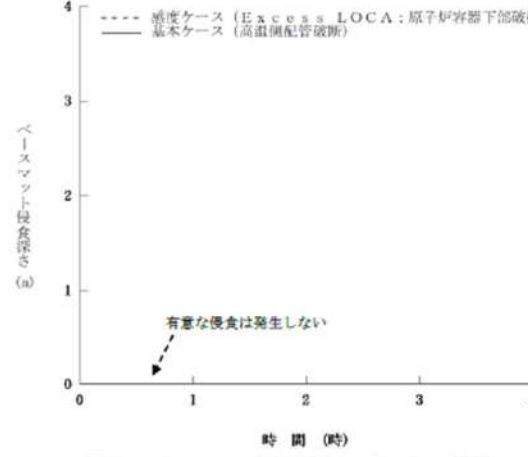
7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破壊）（添付資料 7.2.1.1.19 大破断LOCAを上回る規模のLOCAに対する格納容器破損防止対策の有効性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<div data-bbox="280 236 873 699" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="403 718 784 774" data-label="Caption"> <p>第10図 原子炉格納容器圧力の推移 (原子炉容器下端における破損時の影響確認)</p> </div> <div data-bbox="280 853 873 1316" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="403 1332 784 1388" data-label="Caption"> <p>第11図 原子炉下部キャビティ水量の推移 (原子炉容器下端における破損時の影響確認)</p> </div>	<div data-bbox="1220 220 1780 667" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1321 678 1713 734" data-label="Caption"> <p>図12 原子炉格納容器圧力の推移 (原子炉容器下端における破損時の影響確認)</p> </div> <div data-bbox="1220 845 1803 1300" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1321 1316 1713 1372" data-label="Caption"> <p>図13 原子炉下部キャビティ水量の推移 (原子炉容器下端における破損時の影響確認)</p> </div>	

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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.19 大破断LOCAを上回る規模のLOCAに対する格納容器破損防止対策の有効性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第12図 ベースマット侵食深さの推移 (原子炉容器下端における破損時の影響確認)</p>	 <p>図14 ベースマット侵食深さ（床面）の推移 (原子炉容器下端における破損時の影響確認)</p>  <p>図15 ベースマット侵食深さ（壁面）の推移 (原子炉容器下端における破損時の影響確認)</p>	<p>記載方針の相違 ・泊は女川に倣い床面に加えて壁面の侵食深さもグラフで示している</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.19 大破断LOCAを上回る規模のLOCAに対する格納容器破損防止対策の有効性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2. 水素燃焼に関する考察</p> <p>大破断LOCAとExcess LOCAの双方で、ブローダウン過程で原子炉容器内の水が短時間に流出する点で変わりなく、炉心注水が無ければ原子炉容器破損までの時間に大きな差は生じないことから、炉心損傷に伴う水素生成挙動にも大きな差は生じないと考えられる。</p> <p>Excess LOCAの想定として、低温側配管や原子炉容器下部の破損を考慮すると、炉心損傷及び原子炉容器破損が早まることが考えられ、炉心損傷に伴う水素生成挙動にも影響が生じることが考えられるが、炉心露出後の過熱炉心への水蒸気供給が減少するため、原子炉容器内の水素生成量は少なくなることが考えられる。</p> <p>水素燃焼に係る有効性評価では、審査ガイドにおいて「全炉心のジルコニウム量の75%が水と反応するものとする。」とされていることから、大破断LOCAとExcess LOCAで水素発生量に大きな差は生じない。また、水素発生速度の影響に関しては、瞬時に全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応した場合を想定した評価においても、格納容器内ドライ換算水素濃度が水素爆轟の目安となる13vol%に到達することはないことを確認している、さらに、水の放射線分解等によって長期的に発生する水素については、静的触媒式水素再結合装置により処理できる。</p> <p>以上から、Excess LOCAの場合においても原子炉格納容器の健全性を確保できる。</p> <p>3. まとめ</p> <p>感度解析結果から、大破断LOCA起因の評価事故シーケンスを選定している格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」、「原子炉圧力容器外の熔融燃料—冷却材相互作用」及び「熔融炉心・コンクリート相互作用」において、Excess LOCA発生時にも原子炉格納容器の健全性が確保できることを確認した。また、「水素燃焼」についても、大破断LOCAとExcess LOCAで有意な差はないことから、原子炉格納容器の健全性が確保できる。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>2. 水素燃焼に関する考察</p> <p>大破断LOCAとExcess LOCAの双方で、ブローダウン過程で原子炉容器内の水が短時間に流出する点で変わりなく、炉心注水が無ければ原子炉容器破損までの時間に大きな差は生じないことから、炉心損傷に伴う水素生成挙動にも大きな差は生じないと考えられる。</p> <p>Excess LOCAの想定として、低温側配管や原子炉容器下部の破損を考慮すると、炉心損傷及び原子炉容器破損が早まることが考えられ、炉心損傷に伴う水素生成挙動にも影響が生じることが考えられるが、炉心露出後の過熱炉心への水蒸気供給が減少するため、原子炉容器内の水素生成量は少なくなることが考えられる。</p> <p>水素燃焼に係る有効性評価では、審査ガイドにおいて「全炉心のジルコニウム量の75%が水と反応するものとする。」とされていることから、大破断LOCAとExcess LOCAで水素発生量に大きな差は生じない。また、水素発生速度の影響に関しては、瞬時に全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応した場合を想定した評価においても、原子炉格納容器内ドライ換算水素濃度が水素爆轟の目安となる13vol%に到達することはないことを確認している、さらに、水の放射線分解等によって長期的に発生する水素については、原子炉格納容器内水素処理装置により処理できる。</p> <p>以上から、Excess LOCAの場合においても原子炉格納容器の健全性を確保できる。</p> <p>3. まとめ</p> <p>感度解析結果から、大破断LOCA起因の評価事故シーケンスを選定している格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」、「原子炉圧力容器外の熔融燃料—冷却材相互作用」及び「熔融炉心・コンクリート相互作用」において、Excess LOCA発生時にも原子炉格納容器の健全性が確保できることを確認した。また、「水素燃焼」についても、大破断LOCAとExcess LOCAで有意な差はないことから、原子炉格納容器の健全性が確保できる。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p style="text-align: center;">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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.20 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の水素濃度に対する影響について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.1.20</p> <p>格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の水素濃度に対する影響について</p> <p>1. はじめに</p> <p>原子炉格納容器内に水素が存在する場合に、格納容器再循環ユニットの除熱性能は水素濃度に応じて変化するため、不確かさが存在する。このため、格納容器破損防止の観点で、ドライ換算で13vol%の水素が原子炉格納容器内に存在する場合の感度解析を実施し、原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を確認した。</p> <p>2. 影響評価</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の評価事故シーケンス「大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ機能が喪失する事故」における原子炉格納容器圧力及び温度の推移をそれぞれ図1及び図2に示す。</p> <p>ドライ換算で13vol%の水素が原子炉格納容器内に存在する場合、原子炉格納容器圧力は格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始前に最高値に到達するため、最高値に関して格納容器内自然対流冷却の水素濃度の影響はない。その後の格納容器内自然対流冷却開始後においては、水素濃度の影響を考慮しても、格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器圧力は低下傾向となっており、原子炉格納容器最高使用圧力の2倍(0.78MPa[gage])に対して十分余裕がある。また、原子炉格納容器雰囲気温度への影響は小さく、原子炉格納容器雰囲気温度200℃に対して十分余裕があるため、水素濃度による不確かさを考慮しても、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。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.2.1.1.20</p> <p>格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の水素濃度に対する影響について</p> <p>1. はじめに</p> <p>原子炉格納容器内に水素が存在する場合に、格納容器再循環ユニットの除熱性能は水素濃度に応じて変化するため、不確かさが存在する。このため、格納容器破損防止の観点で、ドライ換算で13vol%の水素が原子炉格納容器内に存在する場合の感度解析を実施し、原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を確認した。</p> <p>2. 影響評価</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の評価事故シーケンス「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」における原子炉格納容器圧力及び温度の推移をそれぞれ図1及び図2に示す。</p> <p>ドライ換算で、13vol%の水素が原子炉格納容器内に存在する場合、原子炉格納容器圧力を約0.011MPaの範囲で高めに評価し、原子炉格納容器雰囲気温度は1℃未満の上昇幅である。従って、原子炉格納容器圧力及び温度は、それぞれ原子炉格納容器の限界圧力 0.566MPa[gage]及び限界温度200℃に対して十分余裕があるため、水素濃度による不確かさを考慮しても、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。</p>	<p>解析結果の相違・再循環ユニットの除熱特性やCV自由体積等の相違により、CV圧力の最高値に到達するタイミングが異なる</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.20 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の水素濃度に対する影響について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図1 原子炉格納容器圧力の推移 (格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の水素影響確認)</p>	<p>図1 原子炉格納容器圧力の推移 (格納容器内自然対流冷却に対する水素濃度の影響確認)</p>	
<p>図2 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の水素影響確認)</p>	<p>図2 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (格納容器内自然対流冷却に対する水素濃度の影響確認)</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.21 代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ時間の感度解析について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.1.21</p> <p style="text-align: center;">代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイ時間の感度解析について</p> <p>1. はじめに</p> <p>格納容器破損モード「格納容器過圧破損」における評価事故シーケンス「大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ機能が喪失する事故」では、早期に代替低圧注水ポンプにより代替格納容器スプレイを実施することとしていることから、同シーケンスの代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ開始時間が遅れた場合の影響を確認するため、感度解析を実施した。</p> <p>感度解析：代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ開始時間 【事象発生+51分（炉心損傷21分+30分）】⇒【事象発生+60分】</p> <p>2. 影響確認</p> <p>主要な解析条件及び事象進展の比較表を表1に示す。また、主要なパラメータの解析結果を第1図～第5図から、以下のことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・第1図及び第2図の結果から、代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ開始時間を遅らせることによる、原子炉格納容器圧力及び温度挙動への影響は軽微である。 ・第3図～第5図の結果から、代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ開始時間を遅らせることにより、原子炉下部キャビティの水量は低く推移するが、原子炉容器破損時点までに十分な水量が確保されることから、熔融炉心とコンクリートの反応は抑制され、ベースマットは侵食されない。 <p>3. 結論</p> <p>2.を踏まえた解析、手順への影響確認結果を第6図に示すが、代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイ操作時間に余裕のあることが確認できた。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.2.1.1.21</p> <p style="text-align: center;">代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ時間の感度解析について</p> <p>1. はじめに</p> <p>格納容器破損モード「格納容器過圧破損」における評価事故シーケンス「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」では、早期に代替格納容器スプレイポンプにより代替格納容器スプレイを実施することとしていることから、同シーケンスの代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ開始時間が遅れた場合の影響を確認するため、感度解析を実施した。</p> <p>感度解析：代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ開始時間 【事象発生+49分（炉心熔融開始19分+30分）】⇒【事象発生+60分】</p> <p>2. 影響確認</p> <p>主要な解析条件及び事象進展の比較表を表1に示す。また、主要なパラメータの解析結果である図1～図6から、以下のことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・図1及び図2の結果から、代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ開始時間を遅らせることによる、原子炉格納容器圧力及び温度挙動への影響は軽微である。 ・図3～図6の結果から、代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ開始時間を遅らせることにより、原子炉下部キャビティの水量は低く推移するが、原子炉容器破損時点までに十分な水量が確保されることから、熔融炉心とコンクリートの反応は抑制され、ベースマットは侵食されない。 <p>3. 結論</p> <p>2.を踏まえた解析、手順への影響確認結果を図7に示すが、代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ操作時間に余裕のあることが確認できた。</p>	<p>設備名称の相違</p> <p>記載表現の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.21 代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ時間の感度解析について）

大飯発電所3 / 4号炉

泊発電所3号炉

相違理由

表1 基本ケースと感度ケースの主要解析条件・結果の相違

項目	基本ケース	感度ケース
解析コード	MAAP	←
炉心熱出力（初期）	100%(3,411MWt)×1.02	←
1次冷却材圧力（初期）	15.41+0.21MPa[gage]	←
1次冷却材平均温度（初期）	307.1+2.2℃	←
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	←
蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage]（最低保持圧力）	←
蓄圧タンク保有水量	26.9m ³ /基（最低保有水量）	←
代替低圧注水ポンプによるスプレイ流量	130m ³ /h	←
代替低圧注水ポンプ作動	炉心溶融開始の30分後 (事象発生の約51分後)	事象発生の60分後
代替低圧注水ポンプ停止	事象発生の24時間後	←
自然対流冷却開始	事象発生の24時間後	←
格納容器再循環ユニット	2基 1基当たりの除熱特性： 100℃～約168℃、約4.1MW～約11.2MW	←
破断位置、口径	高温側配管の完全両端破断	←
水素の発生	ジルコニウム-水反応	←
	水の放射線分解等	←
原子炉格納容器自由体積	72,900m ³	←
原子炉容器破損	事象発生から約1.4時間後	←
原子炉格納容器最高圧力	約0.43MPa[gage]	約0.44MPa[gage]
原子炉容器破損時 原子炉下部キャビティ水位	約1.1m	約0.9m

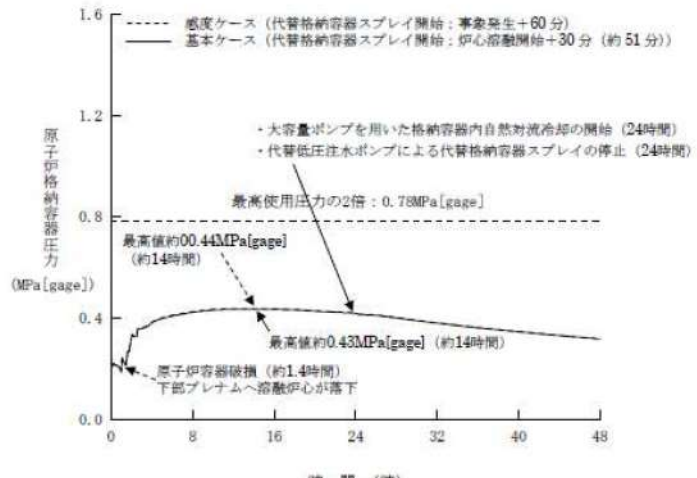
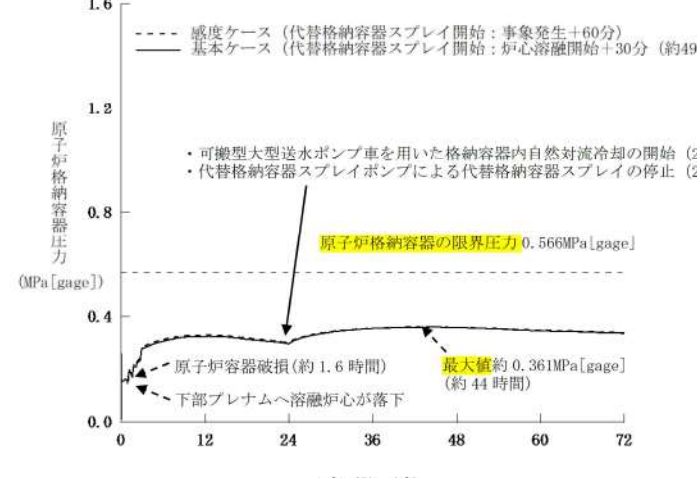
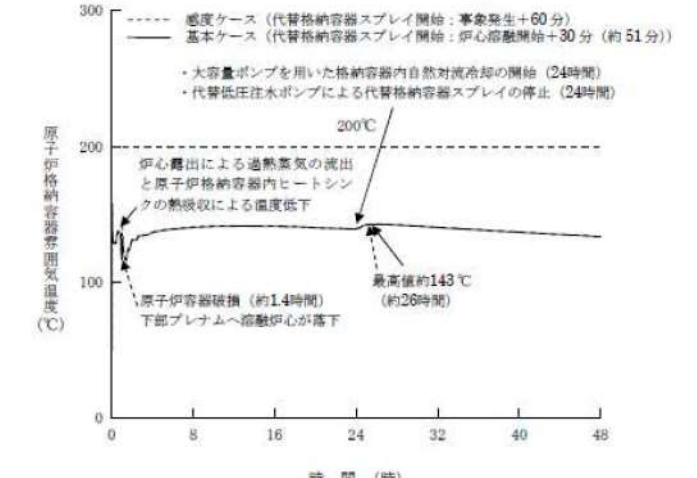
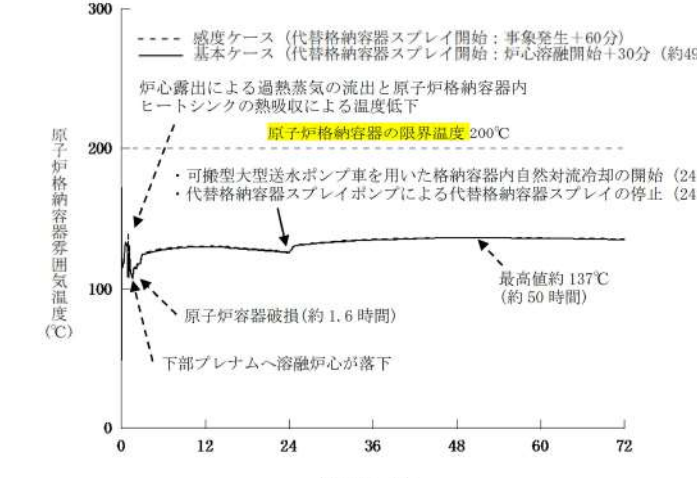
表1 基本ケースと感度ケースの主要解析条件・結果の相違

項目	基本ケース	感度ケース
解析コード	MAAP	←
炉心熱出力（初期）	100% (2,652MWt) ×1.02	←
1次冷却材圧力（初期）	15.41+0.21MPa [gage]	←
1次冷却材平均温度（初期）	306.6+2.2℃	←
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	←
蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa [gage]（最低保持圧力）	←
蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ /基（最低保有水量）	←
代替格納容器スプレイポンプによるスプレイ流量	140m ³ /h	←
代替格納容器スプレイポンプ作動	炉心溶融開始の30分 (事象発生の約49分後)	事象発生の60分後
代替格納容器スプレイポンプ停止	事象発生から24時間後	←
格納容器内自然対流冷却開始	事象発生から24時間後	←
格納容器再循環ユニット	2基 1基当たりの除熱特性 (100℃～約155℃、約3.6MW～約6.5MW)	←
破断位置、口径	高温側配管の完全両端破断	←
水素の発生	ジルコニウム-水反応	←
原子炉格納容器自由体積	65,500 m ³	←
原子炉容器破損	事象発生から約1.6時間後	←
原子炉格納容器最高圧力	約0.36MPa [gage]	約0.361MPa [gage]
原子炉容器破損時 原子炉下部キャビティ水位	約1.5m	約1.4m

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損) (添付資料 7.2.1.1.21 代替格納容器スプレイングによる代替格納容器スプレイング時間の感度解析について)

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)

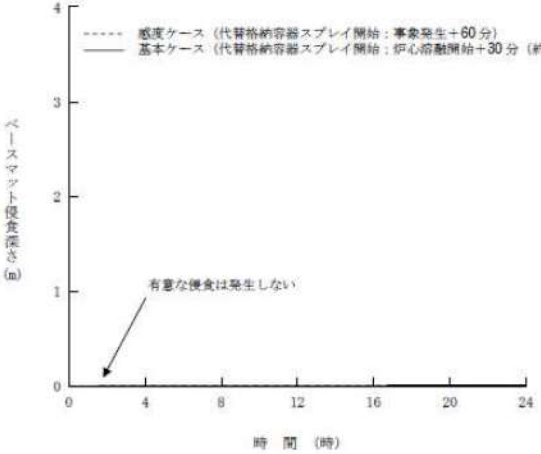
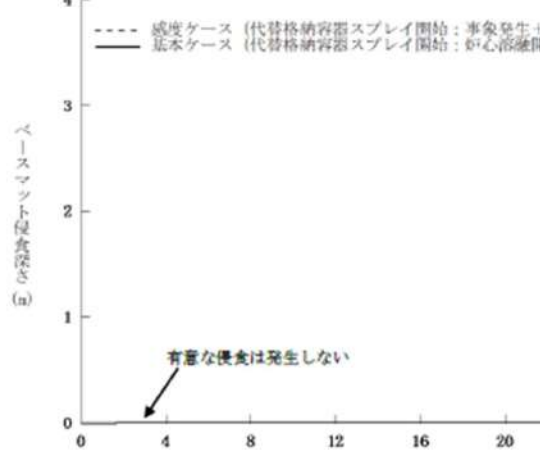
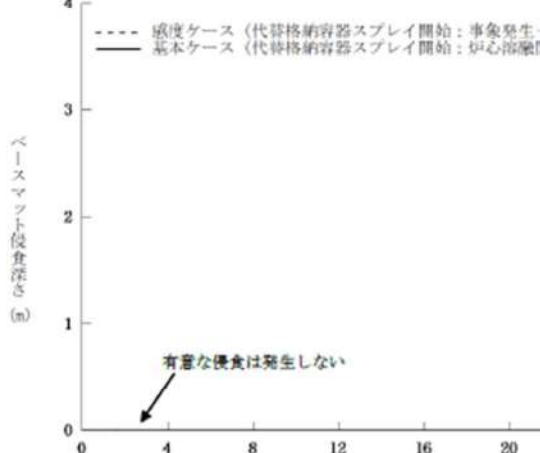
大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第1図 原子炉格納容器圧力の推移 (代替格納容器スプレイング操作時間余裕確認)</p>	 <p>図1 原子炉格納容器圧力の推移 (代替格納容器スプレイング操作時間余裕確認)</p>	
 <p>第2図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (代替格納容器スプレイング操作時間余裕確認)</p>	 <p>図2 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (代替格納容器スプレイング操作時間余裕確認)</p>	

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)

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第3図 原子炉下部キャビティ水量の推移 (代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認)</p>	<p>図3 原子炉下部キャビティ水量の推移 (代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認)</p>	
<p>第4図 原子炉下部キャビティ床面からの水位の推移 (代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認)</p>	<p>図4 原子炉下部キャビティ床面からの水位の推移 (代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認)</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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.21 代替格納容器スプレイングによる代替格納容器スプレイング時間の感度解析について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p data-bbox="414 694 728 742">第5図 ベースマット侵食深さの推移 （代替格納容器スプレイング操作時間余裕確認）</p>	 <p data-bbox="1265 710 1624 774">図5 ベースマット侵食深さ（床面）の推移 （代替格納容器スプレイング操作時間余裕確認）</p>  <p data-bbox="1265 1316 1624 1380">図6 ベースマット侵食深さ（壁面）の推移 （代替格納容器スプレイング操作時間余裕確認）</p>	<p data-bbox="1982 853 2116 1045">記載方針の相違 ・泊は女川に倣い 床面に加えて壁 面の侵食深さも グラフで示して 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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.21 代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ時間の感度解析について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<div data-bbox="241 247 952 300" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> 代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ開始時間 【事象発生+約51分（炉心溶融開始約21分+30分）】⇒【事象発生+60分】 </div> <div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 10px;"> <div data-bbox="197 354 564 529" style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;"> <p style="text-align: center;">解析への影響</p> <p>代替格納容器スプレイ開始時刻に関する主な感度は、原子炉格納容器圧力及び原子炉容器破損時のキャビティ水量であるが、原子炉格納容器圧力の挙動に大きな差異はなく、また有意なベースマツト侵食は発生しない。</p> </div> <div data-bbox="631 354 990 486" style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;"> <p style="text-align: center;">手順への影響</p> <p>代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイ時間の変更に伴い、その他操作の順番や操作開始条件等が変更になることはなく、手順への影響はない。</p> </div> </div> <div data-bbox="197 555 990 635" style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p style="text-align: center;">結論</p> <p>代替格納容器スプレイ開始が【事象発生+60分】でも、格納容器過圧破損及びコンクリート侵食を防止でき、代替低圧注水ポンプ注入操作時間に余裕があることが確認できた。</p> </div> <p style="text-align: center; margin-top: 20px;">第6図 感度解析ケースの解析、手順への影響確認結果</p>	<div data-bbox="1214 236 1832 288" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> 代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ開始時間 【事象発生+約49分（炉心溶融開始約19分+30分）】⇒【事象発生+60分】 </div> <div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 10px;"> <div data-bbox="1182 347 1496 545" style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;"> <p style="text-align: center;">解析への影響</p> <p>代替格納容器スプレイ開始時刻に関する主な感度は、原子炉格納容器圧力及び原子炉容器破損時のキャビティ水量であるが、原子炉格納容器圧力の挙動に大きな差異はなく、また有意なベースマツト侵食は発生しない。</p> </div> <div data-bbox="1541 347 1854 486" style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;"> <p style="text-align: center;">手順への影響</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ時間の変更に伴い、その他操作の順番や操作開始条件等が変更になることはなく、手順への影響はない。</p> </div> </div> <div data-bbox="1182 571 1854 683" style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p style="text-align: center;">結論</p> <p>代替格納容器スプレイ開始が【事象発生+60分】でも、格納容器過圧破損及びコンクリート侵食を防止でき、代替格納容器スプレイポンプ注入操作時間に余裕があることが確認できた。</p> </div> <p style="text-align: center; margin-top: 20px;">図7 感度ケースの解析、手順への影響確認結果</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.22 格納容器過圧破損における格納容器内自然対流冷却操作の時間余裕について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.1.22</p> <p style="text-align: center;">格納容器過圧破損における格納容器内自然対流冷却操作の時間余裕について</p> <p>1. はじめに 格納容器破損モード「格納容器過圧破損」における評価事故シーケンス「大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ機能が喪失する事故」において、事象発生後の24時間後に大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を実施することとしているが、その操作時間余裕について確認した。</p> <p>2. 影響確認 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の解析上の開始時間は、事象発生後の24時間後であり、格納容器内自然対流冷却の開始とともに代替格納容器スプレイを停止することとしている。大容量ポンプの準備が遅れた場合は、代替格納容器スプレイを継続する必要があるが、格納容器再循環ユニットが水没する水位に到達するまでに停止する必要がある。原子炉格納容器の注水量が4,000m³以下であれば、格納容器再循環ユニットの水没を防止できることを確認していることから、注水量が4,000m³に到達するまでの時間を評価した。代替格納容器スプレイ開始から連続してスプレイするものとして評価したところ、3時間以上の操作時間余裕があることを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉格納容器注水量：4,000 [m³] ・1次冷却系体積：470[m³] 蒸気発生器施栓率0%の体積 351m³に蓄圧タンク保有水量 4基分約 110m³を加え、10m³単位で切上げた体積 ・代替格納容器スプレイ容量：130[m³/h] ・恒設代替低圧注水ポンプ起動：0.8[時間] (=約 51分) ・24時間経過時点での恒設代替低圧注水ポンプの注入量 (24[時間] - 0.8[時間]) × 130[m³/h] = 3,016[m³] ・格納容器内自然対流冷却操作の時間余裕 (4,000 [m³] - 470[m³] - 3,016[m³]) / 130[m³/h] = 約 3.9時間 <p style="text-align: right;">以上</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.2.1.1.22</p> <p style="text-align: center;">格納容器過圧破損における格納容器内自然対流冷却操作の時間余裕について</p> <p>1. はじめに 格納容器破損モード「格納容器過圧破損」における評価事故シーケンス「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」において、事象発生後の24時間後に可搬型大型送水ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を実施することとしているが、その操作時間余裕について確認した。</p> <p>2. 影響確認 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の解析上の開始時間は、事象発生後の24時間後であり、格納容器内自然対流冷却の開始とともに代替格納容器スプレイを停止することとしている。可搬型大型送水ポンプ車の準備が遅れた場合は、代替格納容器スプレイを継続する必要があるが、格納容器再循環ユニットが水没する水位に到達するまでに停止する必要がある。原子炉格納容器の注水量が6,100m³以下であれば、格納容器再循環ユニットの水没を防止できることを確認していることから、注水量が6,100m³に到達するまでの時間を評価した。代替格納容器スプレイ開始から連続してスプレイするものとして評価したところ、17時間以上の操作時間余裕があることを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉格納容器注水量：6,100[m³] ・1次冷却系体積：380[m³] 蒸気発生器施栓率0%の体積 280m³に蓄圧タンク保有水量 3基分約 93m³を加え、10m³単位で切上げた体積 ・代替格納容器スプレイ容量：140[m³/h] ・代替格納容器スプレイポンプ起動：0.8[時間] (=約 49分) ・24時間経過時点での代替格納容器スプレイポンプの注入量 (24[時間] - 0.8[時間]) × 140[m³/h] = 3,248[m³] ・格納容器内自然対流冷却操作の時間余裕 (6,100[m³] - 380[m³] - 3,248[m³]) / 140[m³/h] = 約 17.6[時間] <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>記載表現の相違</p> <p>設備名称の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>評価時間の相違</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.23 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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）））

大阪発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.1.23</p> <p>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 （雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））</p> <p>「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」における 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価を表1から表3に示す。</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.2.9</p> <p>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 （雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） （代替循環冷却系を使用する場合））</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.1.23</p> <p>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 （雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））</p> <p>評価事故シーケンス「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能 及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」における解析コード 及び解析条件の不確かさの影響評価を表1から表3に示す。</p>	<p>記載表現の相違 ・泊は炉心損傷防止 等と合わせて評価事 故シーケンスを記載</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.23 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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））

大飯発電所3/4号炉			女川原子力発電所2号炉			泊発電所3号炉			相違理由			
表1 解析コードにおける重要現象の不確かさの運転員等検出時間及び評価項目となるパラメータとなる影響（1/3）	重要現象	検出手段	評価内容	検出時間	重要現象	検出手段	評価内容	検出時間	重要現象	検出手段	評価内容	検出時間
<p>表1 解析コードにおける重要現象の不確かさの運転員等検出時間及び評価項目となるパラメータとなる影響（1/3）</p> <p>重要現象</p> <p>運転員等検出手段</p> <p>評価内容</p> <p>検出時間</p>	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間
	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間
	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間
	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間
	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間
	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間
	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間
	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間
	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間
	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間
重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間	重要現象	運転員等検出手段	評価内容	検出時間	

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.23 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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））

分類	重要現象	解析モデル	評価手法	相違がある	運転員等稼働時間及び評価項目となるパラメータに与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
大飯発電所3/4号炉	炉心領域の原子炉下部キャベティ水（炉心領域の原子炉下部キャベティ水）の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水（炉心領域の原子炉下部キャベティ水）の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水（炉心領域の原子炉下部キャベティ水）の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水（炉心領域の原子炉下部キャベティ水）の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水（炉心領域の原子炉下部キャベティ水）の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水（炉心領域の原子炉下部キャベティ水）の過熱
	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱
	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱
	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱
女川原子力発電所2号炉	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱
泊発電所3号炉	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱
相違理由						

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等稼働時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (3/3)

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等稼働時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (3/3)

分類	重要現象	解析モデル	評価手法	相違がある	運転員等稼働時間及び評価項目となるパラメータに与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
大飯発電所3/4号炉	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱
	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱
	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱
	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱
女川原子力発電所2号炉	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱
泊発電所3号炉	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱	炉心領域の原子炉下部キャベティ水の過熱
相違理由						

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.23 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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））

大飯発電所3/4号炉		女川原子力発電所2号炉		泊発電所3号炉		相違理由
項目	解析条件（運転条件）の不確かさ	解析条件（運転条件）の不確かさ	解析条件（運転条件）の不確かさ	解析条件（運転条件）の不確かさ	解析条件（運転条件）の不確かさ	
	解析条件	解析条件	解析条件	解析条件	解析条件	
運転条件	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>
安全機器の動作に対する仮定	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>
外置機器	<p>外置機器なし</p>	<p>外置機器なし</p>	<p>外置機器なし</p>	<p>外置機器なし</p>	<p>外置機器なし</p>	<p>外置機器なし</p>
水素の発生	<p>シムコシムコ-水反応を考慮</p>	<p>シムコシムコ-水反応を考慮</p>	<p>シムコシムコ-水反応を考慮</p>	<p>シムコシムコ-水反応を考慮</p>	<p>シムコシムコ-水反応を考慮</p>	<p>シムコシムコ-水反応を考慮</p>

表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響（2/3）

項目	解析条件（運転条件）の不確かさ	解析条件（運転条件）の不確かさ	解析条件（運転条件）の不確かさ	解析条件（運転条件）の不確かさ	解析条件（運転条件）の不確かさ	相違理由	
	解析条件	解析条件	解析条件	解析条件	解析条件		
運転員等	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>
安全機器の動作に対する仮定	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>	<p>大飯LOCA 島根LOCA 北の島LOCA</p>
外置機器	<p>外置機器なし</p>	<p>外置機器なし</p>	<p>外置機器なし</p>	<p>外置機器なし</p>	<p>外置機器なし</p>	<p>外置機器なし</p>	<p>外置機器なし</p>
水素の発生	<p>シムコシムコ-水反応を考慮</p>	<p>シムコシムコ-水反応を考慮</p>	<p>シムコシムコ-水反応を考慮</p>	<p>シムコシムコ-水反応を考慮</p>	<p>シムコシムコ-水反応を考慮</p>	<p>シムコシムコ-水反応を考慮</p>	<p>シムコシムコ-水反応を考慮</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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.23 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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））

表3 運転員等操作時間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となる影響及び操作時間余裕（1/2）

項目	解析条件が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となる影響及び操作時間余裕			運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響
	解析コードの不確かさによる影響	解析コードの不確かさによる影響	解析コードの不確かさによる影響						
運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響

項目	解析条件が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となる影響及び操作時間余裕			運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響
	解析コードの不確かさによる影響	解析コードの不確かさによる影響	解析コードの不確かさによる影響						
運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響

表3 運転員等操作時間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となる影響及び操作時間余裕（1/3）

項目	解析条件が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となる影響及び操作時間余裕			運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響
	解析コードの不確かさによる影響	解析コードの不確かさによる影響	解析コードの不確かさによる影響						
運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響	運転員等操作時間による他の操作に与える影響

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.23 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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））

大飯発電所3/4号炉				女川原子力発電所2号炉				泊発電所3号炉				相違理由					
項目	解析条件（操作条件）の不確かさ	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	項目	解析条件（操作条件）の不確かさ	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	項目	解析条件（操作条件）の不確かさ	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響
	解析条件（操作条件）の不確かさ	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響		解析条件（操作条件）の不確かさ	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響		解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさ	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響
解析条件（操作条件）の不確かさ	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさ	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさ	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響

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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.23 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（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））

大飯発電所3 / 4号炉		女川原子力発電所2号炉		泊発電所3号炉		相違理由
表3 運転員等作業時間による影響、評価項目となるパラメータによる影響及び機軸時間削減（格納容器過圧・過量配管）（格納容器延長配管する場合）（3/3）		表3 運転員等作業時間による影響、評価項目となるパラメータによる影響及び機軸時間削減（格納容器過圧・過量配管）（格納容器延長配管する場合）（3/3）		表3 運転員等作業時間による影響、評価項目となるパラメータによる影響及び機軸時間削減（格納容器過圧・過量配管）（格納容器延長配管する場合）（3/3）		
項目	機軸時間削減率 削減率(%)	機軸時間削減率 削減率(%)	機軸時間削減率 削減率(%)	機軸時間削減率 削減率(%)	機軸時間削減率 削減率(%)	機軸時間削減率 削減率(%)
運転員等作業時間	運転員等作業時間の削減 削減率(%)	運転員等作業時間の削減 削減率(%)	運転員等作業時間の削減 削減率(%)	運転員等作業時間の削減 削減率(%)	運転員等作業時間の削減 削減率(%)	運転員等作業時間の削減 削減率(%)
機軸時間削減率	機軸時間削減率 削減率(%)	機軸時間削減率 削減率(%)	機軸時間削減率 削減率(%)	機軸時間削減率 削減率(%)	機軸時間削減率 削減率(%)	機軸時間削減率 削減率(%)
機軸時間削減率	機軸時間削減率 削減率(%)	機軸時間削減率 削減率(%)	機軸時間削減率 削減率(%)	機軸時間削減率 削減率(%)	機軸時間削減率 削減率(%)	機軸時間削減率 削減率(%)

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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

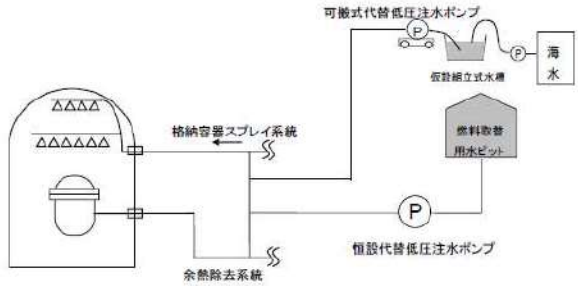
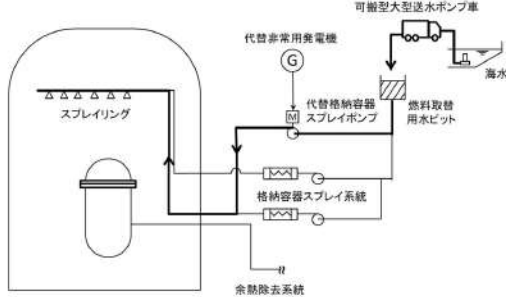
7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.23 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																													
	<p>表3 運転員等操作時間にかえる影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間各部（格納容器過圧・過温原因）（代替評価の体系を使用する場合）（4/4）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="828 215 884 295">項目</th> <th data-bbox="828 295 884 438">格納容器過圧・過温原因</th> <th data-bbox="828 438 884 534">運転員等操作時間にかえる影響</th> <th data-bbox="828 534 884 646">格納容器過圧・過温原因</th> <th data-bbox="828 646 884 758">格納容器過圧・過温原因</th> <th data-bbox="828 758 884 869">格納容器過圧・過温原因</th> <th data-bbox="828 869 884 981">格納容器過圧・過温原因</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="884 215 929 295">運転員等操作時間にかえる影響</td> <td data-bbox="884 295 929 438">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="884 438 929 534">運転員等操作時間にかえる影響</td> <td data-bbox="884 534 929 646">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="884 646 929 758">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="884 758 929 869">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="884 869 929 981">格納容器過圧・過温原因</td> </tr> <tr> <td data-bbox="929 215 974 295">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="929 295 974 438">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="929 438 974 534">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="929 534 974 646">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="929 646 974 758">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="929 758 974 869">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="929 869 974 981">格納容器過圧・過温原因</td> </tr> <tr> <td data-bbox="974 215 1019 295">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="974 295 1019 438">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="974 438 1019 534">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="974 534 1019 646">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="974 646 1019 758">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="974 758 1019 869">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="974 869 1019 981">格納容器過圧・過温原因</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1019 215 1064 295">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1019 295 1064 438">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1019 438 1064 534">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1019 534 1064 646">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1019 646 1064 758">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1019 758 1064 869">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1019 869 1064 981">格納容器過圧・過温原因</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1064 215 1108 295">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1064 295 1108 438">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1064 438 1108 534">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1064 534 1108 646">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1064 646 1108 758">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1064 758 1108 869">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1064 869 1108 981">格納容器過圧・過温原因</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1108 215 1153 295">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1108 295 1153 438">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1108 438 1153 534">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1108 534 1153 646">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1108 646 1153 758">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1108 758 1153 869">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1108 869 1153 981">格納容器過圧・過温原因</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1153 215 1198 295">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1153 295 1198 438">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1153 438 1198 534">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1153 534 1198 646">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1153 646 1198 758">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1153 758 1198 869">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1153 869 1198 981">格納容器過圧・過温原因</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1198 215 1243 295">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1198 295 1243 438">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1198 438 1243 534">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1198 534 1243 646">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1198 646 1243 758">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1198 758 1243 869">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1198 869 1243 981">格納容器過圧・過温原因</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1243 215 1288 295">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1243 295 1288 438">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1243 438 1288 534">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1243 534 1288 646">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1243 646 1288 758">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1243 758 1288 869">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1243 869 1288 981">格納容器過圧・過温原因</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1288 215 1332 295">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1288 295 1332 438">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1288 438 1332 534">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1288 534 1332 646">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1288 646 1332 758">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1288 758 1332 869">格納容器過圧・過温原因</td> <td data-bbox="1288 869 1332 981">格納容器過圧・過温原因</td> </tr> </tbody> </table>	項目	格納容器過圧・過温原因	運転員等操作時間にかえる影響	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	運転員等操作時間にかえる影響	格納容器過圧・過温原因	運転員等操作時間にかえる影響	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因		
項目	格納容器過圧・過温原因	運転員等操作時間にかえる影響	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因																																																																										
運転員等操作時間にかえる影響	格納容器過圧・過温原因	運転員等操作時間にかえる影響	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因																																																																										
格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因																																																																										
格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因																																																																										
格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因																																																																										
格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因																																																																										
格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因																																																																										
格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因																																																																										
格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因																																																																										
格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因																																																																										
格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因	格納容器過圧・過温原因																																																																										

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.24 水源、燃料、電源負荷評価結果について（格納容器過圧破損））

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.1.24</p> <p style="text-align: center;">燃料、水源、電源負荷評価結果について（格納容器過圧破損）</p> <p>1. 水源に関する評価（原子炉格納容器注水）</p> <p>評価事故シーケンス【大破断 LOCA+ECCS 注入失敗+格納容器スプレイ失敗】</p> <p>○水源 燃料取替用水ピット：1,860 m³（有効水量）</p> <p>○水使用パターン 恒設代替低圧注水ポンプ：130m³/h 事象発生後約 51 分（0.8 時間）時間以降運転</p> <p>○時間評価（燃料取替用水ピット水が枯渇するまでの時間評価） 1,860 m³÷130m³/h=約 14.3 時間（事故後約 15.1 時間）</p> <p>（なお、原子炉格納容器への注水総量は約 15.1 時間までに可搬式代替低圧注水ポンプによる注入を開始し、約 24 時間まで注入継続する。130m³/h×23.2h≒約 3,000m³）</p> <p>○水源評価結果 事象発生後約 15.1 時間までに可搬式代替低圧注水ポンプによる海水注水及び 24 時間までに大容量ポンプ、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却に移行することにより対応可能。</p>  <p style="text-align: center;">系統概略図</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.1.24</p> <p style="text-align: center;">水源、燃料、電源負荷評価結果について（格納容器過圧破損）</p> <p>1. 水源に関する評価（原子炉格納容器注水）</p> <p>評価事故シーケンス【大破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】</p> <p>○水源 燃料取替用水ピット：1,700m³（有効水量）</p> <p>○水使用パターン 代替格納容器スプレイポンプ：140m³/h 事象発生後約 49 分（0.81 時間）以降運転</p> <p>○時間評価（燃料取替用水ピット水が枯渇するまでの時間評価） 燃料取替用水ピット水量 1,700m³÷代替格納容器スプレイ流量 140m³/h + 0.81 時間=事象発生後約 12.9 時間</p> <p>< 補給可能時間 > 可搬型大型送水ポンプ車による補給開始可能時間：事象発生時の 10.9 時間後</p> <p>○水源評価結果 燃料取替用水ピットが枯渇する前までに可搬型大型送水ポンプ車による海水補給が可能のため、格納容器内自然対流冷却移行までの間の注水継続が可能である。</p>  <p style="text-align: center;">図 1 概略系統図</p>	<p>記載順の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>解析条件の相違</p> <p>記帳内容の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大飯は2台のポンプを使用して24時間の注水を継続するのに対して、泊は水源が枯渇する前までに海水を補給する ・24 時間の注水継続が可能なのは同様

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.24 水源、燃料、電源負荷評価結果について（格納容器過圧破損））

大飯発電所3 / 4号炉		泊発電所3号炉		相違理由																																																																					
2. 燃料消費に関する評価 評価事故シーケンス【大破断LOCA+ECCS 注入失敗+格納容器スプレイ失敗】 プラント状況：3、4号炉運転中。 事象：大破断LOCAは全ユニット発災を想定する。		2. 燃料消費に関する評価 評価事故シーケンス【大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】		設計の相違																																																																					
<table border="1"> <thead> <tr> <th>燃料種別</th> <th colspan="2">重油</th> </tr> <tr> <th>号炉</th> <th>3号炉</th> <th>4号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">時系列</td> <td>事象発生直後～7日間 (=168h)</td> <td>空冷DG (3号炉用2台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 397t/h (定格負荷) × 2台 × 24h × 7日間 = 約 133,392t</td> <td>空冷DG (4号炉用2台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 397t/h (定格負荷) × 2台 × 24h × 7日間 = 約 133,392t</td> </tr> <tr> <td>事象発生直後～7日間 (=168h)</td> <td>緊急時対策用発電機 (3,4号炉用1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 18.1t/h × 1台 × 24h × 7日間 = 約 3,041t</td> <td>緊急時対策用発電機 (3,4号炉用予備1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 18.1t/h × 1台 × 24h × 7日間 = 約 3,041t</td> </tr> <tr> <td>事象発生後 6.5h 後～事象発生後 24h 後 (=17.5h)</td> <td>可搬式代替低圧注水ポンプ用エンジン式発電機 (3号炉用1台) 起動 燃費約 126t/h (定格負荷) × 1台 × 17.5h = 約 2,205t</td> <td>可搬式代替低圧注水ポンプ用エンジン式発電機 (4号炉用1台) 起動 燃費約 126t/h (定格負荷) × 1台 × 17.5h = 約 2,205t</td> </tr> <tr> <td>事象発生後 14h 後～事象発生後 7日間 (=154h)</td> <td>大容量ポンプ (3,4号炉用1台) 起動 燃費約 310t/h (定格負荷) × 154h = 約 47,740t</td> <td>大容量ポンプ (3,4号炉用予備1台) 起動 燃費約 310t/h (定格負荷) × 154h = 約 47,740t</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>7日間 3号炉で消費する重油量 約 186,378t</td> <td>7日間 4号炉で消費する重油量 約 186,378t</td> <td></td> </tr> <tr> <td>結果</td> <td>3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548t (重油タンク (160t、2基)、燃料油貯蔵タンク (114t、2基) の合計) であることから、7日間は十分に対応可能</td> <td>4号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548t (重油タンク (160t、2基)、燃料油貯蔵タンク (114t、2基) の合計) であることから、7日間は十分に対応可能</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th>燃料種別</th> <th colspan="2">軽油</th> </tr> <tr> <th>号炉</th> <th>3号炉</th> <th>4号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">時系列</td> <td>事象発生後 6.5h 後～事象発生後 24h (=17.7h)</td> <td>3号送水車起動 燃費約 74t/h × 17.7h = 約 1,310t</td> <td>4号送水車起動 燃費約 74t/h × 17.7h = 約 1,310t</td> </tr> <tr> <td>事象発生後 6.5h 後～事象発生後 7日間 (=161.7h)</td> <td>3号水中ポンプ起動 燃費約 8.5t/h × 161.7h = 約 1,375t</td> <td>4号水中ポンプ起動 燃費約 8.5t/h × 161.7h = 約 1,375t</td> </tr> <tr> <td>事象発生後 24h 後～事象発生後 7日間 (=144h)</td> <td>3号送水車起動 燃費約 21t/h × 144h = 約 3,024t</td> <td>4号送水車起動 燃費約 21t/h × 144h = 約 3,024t</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約 11,419t</td> <td></td> </tr> <tr> <td>結果</td> <td colspan="2">発電所に備蓄している軽油量の合計は21,000tであることから、7日間は十分に対応可能</td> </tr> </tbody> </table>		燃料種別	重油		号炉	3号炉	4号炉	時系列	事象発生直後～7日間 (=168h)	空冷DG (3号炉用2台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 397t/h (定格負荷) × 2台 × 24h × 7日間 = 約 133,392t	空冷DG (4号炉用2台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 397t/h (定格負荷) × 2台 × 24h × 7日間 = 約 133,392t	事象発生直後～7日間 (=168h)	緊急時対策用発電機 (3,4号炉用1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 18.1t/h × 1台 × 24h × 7日間 = 約 3,041t	緊急時対策用発電機 (3,4号炉用予備1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 18.1t/h × 1台 × 24h × 7日間 = 約 3,041t	事象発生後 6.5h 後～事象発生後 24h 後 (=17.5h)	可搬式代替低圧注水ポンプ用エンジン式発電機 (3号炉用1台) 起動 燃費約 126t/h (定格負荷) × 1台 × 17.5h = 約 2,205t	可搬式代替低圧注水ポンプ用エンジン式発電機 (4号炉用1台) 起動 燃費約 126t/h (定格負荷) × 1台 × 17.5h = 約 2,205t	事象発生後 14h 後～事象発生後 7日間 (=154h)	大容量ポンプ (3,4号炉用1台) 起動 燃費約 310t/h (定格負荷) × 154h = 約 47,740t	大容量ポンプ (3,4号炉用予備1台) 起動 燃費約 310t/h (定格負荷) × 154h = 約 47,740t	合計	7日間 3号炉で消費する重油量 約 186,378t	7日間 4号炉で消費する重油量 約 186,378t		結果	3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548t (重油タンク (160t、2基)、燃料油貯蔵タンク (114t、2基) の合計) であることから、7日間は十分に対応可能	4号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548t (重油タンク (160t、2基)、燃料油貯蔵タンク (114t、2基) の合計) であることから、7日間は十分に対応可能		燃料種別	軽油		号炉	3号炉	4号炉	時系列	事象発生後 6.5h 後～事象発生後 24h (=17.7h)	3号送水車起動 燃費約 74t/h × 17.7h = 約 1,310t	4号送水車起動 燃費約 74t/h × 17.7h = 約 1,310t	事象発生後 6.5h 後～事象発生後 7日間 (=161.7h)	3号水中ポンプ起動 燃費約 8.5t/h × 161.7h = 約 1,375t	4号水中ポンプ起動 燃費約 8.5t/h × 161.7h = 約 1,375t	事象発生後 24h 後～事象発生後 7日間 (=144h)	3号送水車起動 燃費約 21t/h × 144h = 約 3,024t	4号送水車起動 燃費約 21t/h × 144h = 約 3,024t	合計	7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約 11,419t		結果	発電所に備蓄している軽油量の合計は21,000tであることから、7日間は十分に対応可能		<table border="1"> <thead> <tr> <th>燃料種別</th> <th colspan="2">軽油</th> </tr> <tr> <th>時系列</th> <th>事象発生直後～事象発生後7日間 (=168h)</th> <th>軽油</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">時系列</td> <td>代替非常用発電機起動 2台起動 (代替非常用発電機100%出力時の燃料消費量) 燃費約 411 L/h × 2台 × 24h × 7日間 = 約 138,096L = 約 138.1kL</td> <td></td> </tr> <tr> <td>緊急時対策用発電機 (指揮所用及び待機所用各1台の計2台) 起動 (緊急時対策用発電機100%出力時の燃料消費量) 燃費約 (57.1L/h × 1台 + 57.1L/h × 1台) × 24h × 7日間 = 約 19,185.6L = 約 19.2kL</td> <td></td> </tr> <tr> <td><格納容器内自然対流冷却> 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 (可搬型大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量) 燃費約 74L/h × 1台 × 24h × 7日間 = 約 12,432L = 約 12.5kL</td> <td></td> </tr> <tr> <td><使用済燃料ピット及び燃料取替用水ピットへの海水注水> 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 (可搬型大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量) 燃費約 74L/h × 1台 × 24h × 7日間 = 約 12,432L = 約 12.5kL</td> <td></td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>7日間で消費する軽油量の合計 約 182.3kL</td> <td></td> </tr> <tr> <td>結果</td> <td>ディーゼル発電機燃料油貯油槽 (約 540kL) 及び燃料タンク (SA) (約 50kL) の合計約 590kL にて、7日間は十分に対応可能</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		燃料種別	軽油		時系列	事象発生直後～事象発生後7日間 (=168h)	軽油	時系列	代替非常用発電機起動 2台起動 (代替非常用発電機100%出力時の燃料消費量) 燃費約 411 L/h × 2台 × 24h × 7日間 = 約 138,096L = 約 138.1kL		緊急時対策用発電機 (指揮所用及び待機所用各1台の計2台) 起動 (緊急時対策用発電機100%出力時の燃料消費量) 燃費約 (57.1L/h × 1台 + 57.1L/h × 1台) × 24h × 7日間 = 約 19,185.6L = 約 19.2kL		<格納容器内自然対流冷却> 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 (可搬型大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量) 燃費約 74L/h × 1台 × 24h × 7日間 = 約 12,432L = 約 12.5kL		<使用済燃料ピット及び燃料取替用水ピットへの海水注水> 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 (可搬型大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量) 燃費約 74L/h × 1台 × 24h × 7日間 = 約 12,432L = 約 12.5kL		合計	7日間で消費する軽油量の合計 約 182.3kL		結果	ディーゼル発電機燃料油貯油槽 (約 540kL) 及び燃料タンク (SA) (約 50kL) の合計約 590kL にて、7日間は十分に対応可能	
燃料種別	重油																																																																								
号炉	3号炉	4号炉																																																																							
時系列	事象発生直後～7日間 (=168h)	空冷DG (3号炉用2台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 397t/h (定格負荷) × 2台 × 24h × 7日間 = 約 133,392t	空冷DG (4号炉用2台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 397t/h (定格負荷) × 2台 × 24h × 7日間 = 約 133,392t																																																																						
	事象発生直後～7日間 (=168h)	緊急時対策用発電機 (3,4号炉用1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 18.1t/h × 1台 × 24h × 7日間 = 約 3,041t	緊急時対策用発電機 (3,4号炉用予備1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 18.1t/h × 1台 × 24h × 7日間 = 約 3,041t																																																																						
	事象発生後 6.5h 後～事象発生後 24h 後 (=17.5h)	可搬式代替低圧注水ポンプ用エンジン式発電機 (3号炉用1台) 起動 燃費約 126t/h (定格負荷) × 1台 × 17.5h = 約 2,205t	可搬式代替低圧注水ポンプ用エンジン式発電機 (4号炉用1台) 起動 燃費約 126t/h (定格負荷) × 1台 × 17.5h = 約 2,205t																																																																						
	事象発生後 14h 後～事象発生後 7日間 (=154h)	大容量ポンプ (3,4号炉用1台) 起動 燃費約 310t/h (定格負荷) × 154h = 約 47,740t	大容量ポンプ (3,4号炉用予備1台) 起動 燃費約 310t/h (定格負荷) × 154h = 約 47,740t																																																																						
合計	7日間 3号炉で消費する重油量 約 186,378t	7日間 4号炉で消費する重油量 約 186,378t																																																																							
結果	3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548t (重油タンク (160t、2基)、燃料油貯蔵タンク (114t、2基) の合計) であることから、7日間は十分に対応可能	4号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548t (重油タンク (160t、2基)、燃料油貯蔵タンク (114t、2基) の合計) であることから、7日間は十分に対応可能																																																																							
燃料種別	軽油																																																																								
号炉	3号炉	4号炉																																																																							
時系列	事象発生後 6.5h 後～事象発生後 24h (=17.7h)	3号送水車起動 燃費約 74t/h × 17.7h = 約 1,310t	4号送水車起動 燃費約 74t/h × 17.7h = 約 1,310t																																																																						
	事象発生後 6.5h 後～事象発生後 7日間 (=161.7h)	3号水中ポンプ起動 燃費約 8.5t/h × 161.7h = 約 1,375t	4号水中ポンプ起動 燃費約 8.5t/h × 161.7h = 約 1,375t																																																																						
	事象発生後 24h 後～事象発生後 7日間 (=144h)	3号送水車起動 燃費約 21t/h × 144h = 約 3,024t	4号送水車起動 燃費約 21t/h × 144h = 約 3,024t																																																																						
	合計	7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約 11,419t																																																																							
結果	発電所に備蓄している軽油量の合計は21,000tであることから、7日間は十分に対応可能																																																																								
燃料種別	軽油																																																																								
時系列	事象発生直後～事象発生後7日間 (=168h)	軽油																																																																							
時系列	代替非常用発電機起動 2台起動 (代替非常用発電機100%出力時の燃料消費量) 燃費約 411 L/h × 2台 × 24h × 7日間 = 約 138,096L = 約 138.1kL																																																																								
	緊急時対策用発電機 (指揮所用及び待機所用各1台の計2台) 起動 (緊急時対策用発電機100%出力時の燃料消費量) 燃費約 (57.1L/h × 1台 + 57.1L/h × 1台) × 24h × 7日間 = 約 19,185.6L = 約 19.2kL																																																																								
	<格納容器内自然対流冷却> 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 (可搬型大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量) 燃費約 74L/h × 1台 × 24h × 7日間 = 約 12,432L = 約 12.5kL																																																																								
	<使用済燃料ピット及び燃料取替用水ピットへの海水注水> 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 (可搬型大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量) 燃費約 74L/h × 1台 × 24h × 7日間 = 約 12,432L = 約 12.5kL																																																																								
合計	7日間で消費する軽油量の合計 約 182.3kL																																																																								
結果	ディーゼル発電機燃料油貯油槽 (約 540kL) 及び燃料タンク (SA) (約 50kL) の合計約 590kL にて、7日間は十分に対応可能																																																																								

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.24 水源、燃料、電源負荷評価結果について（格納容器過圧破損））

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）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																										
<p>3. 電源に関する評価</p> <p>負荷リスト 大飯3（4）号機空冷式非常用発電装置（1,825kVA×2台（給電容量：2,920kW））</p> <p><大破断LOCA+ECCS注入失敗+格納容器スプレイ失敗></p> <div data-bbox="168 414 1030 861"> <p>主要負荷リスト</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>主要機器名称</th> <th>容量(kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>発電機(A, B)</td> <td>77</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器の放射監視装置</td> <td>77</td> </tr> <tr> <td>静的熱媒式水素再結合装置温度監視装置</td> <td>77</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器水素再結合装置温度監視装置</td> <td>77</td> </tr> <tr> <td>可搬型格納容器水素ガス濃度計</td> <td>77</td> </tr> <tr> <td>アニュラス水素濃度計</td> <td>77</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器水位</td> <td>77</td> </tr> <tr> <td>原子炉下継キ・ロピティス位</td> <td>77</td> </tr> <tr> <td>A, B, C, D計器用電源</td> <td>77</td> </tr> <tr> <td>可搬型照明（3台）</td> <td>77</td> </tr> <tr> <td>衛星電話（固定）</td> <td>77</td> </tr> <tr> <td>恒設代替低圧注水ポンプ</td> <td>146</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器水素燃焼装置</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>可搬型格納容器ガス試料圧縮装置</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>アニュラス空気浄化ファン</td> <td>19</td> </tr> <tr> <td>中央制御室空調ファン</td> <td>19</td> </tr> <tr> <td>中央制御室循環ファン</td> <td>11</td> </tr> <tr> <td>中央制御室非常用循環ファン</td> <td>11</td> </tr> <tr> <td>合計(kW)</td> <td>372</td> </tr> </tbody> </table> <p>主要負荷イメージ</p> </div>	主要機器名称	容量(kW)	発電機(A, B)	77	原子炉格納容器の放射監視装置	77	静的熱媒式水素再結合装置温度監視装置	77	原子炉格納容器水素再結合装置温度監視装置	77	可搬型格納容器水素ガス濃度計	77	アニュラス水素濃度計	77	原子炉格納容器水位	77	原子炉下継キ・ロピティス位	77	A, B, C, D計器用電源	77	可搬型照明（3台）	77	衛星電話（固定）	77	恒設代替低圧注水ポンプ	146	原子炉格納容器水素燃焼装置	10	可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ	1	可搬型格納容器ガス試料圧縮装置	2	アニュラス空気浄化ファン	19	中央制御室空調ファン	19	中央制御室循環ファン	11	中央制御室非常用循環ファン	11	合計(kW)	372	<p>3. 電源に関する評価</p> <p>評価事故シーケンス【大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】</p> <p>負荷リスト 代替非常用発電機（1,725kVA×2台（給電容量：2,760kW））</p> <div data-bbox="1075 430 1948 893"> <table border="1"> <thead> <tr> <th>主要機器名称</th> <th>容量 (kVA/kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>充電器 (A, B)</td> <td>131/113</td> </tr> <tr> <td>計装用電源 (安全系)</td> <td>131/113</td> </tr> <tr> <td>充電器Aに含む (27/22)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>充電器Bに含む (27/22)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>充電器Aに含む (27/22)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>充電器Bに含む (27/22)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>代替格納容器スプレイポンプ</td> <td>208/200</td> </tr> <tr> <td>アニュラス空気浄化ファン</td> <td>45/39</td> </tr> <tr> <td>中央制御室給気ファン</td> <td>27/21</td> </tr> <tr> <td>中央制御室循環ファン</td> <td>15/13</td> </tr> <tr> <td>中央制御室非常用循環ファン</td> <td>6/5</td> </tr> <tr> <td>中央制御室照明等</td> <td>23/23</td> </tr> <tr> <td>中央制御室非常用循環フィル</td> <td>13/13</td> </tr> <tr> <td>夕用電気ヒータ</td> <td></td> </tr> <tr> <td>合計 (kVA/kW)</td> <td>600/540</td> </tr> </tbody> </table> <p>主要負荷リスト</p> </div>	主要機器名称	容量 (kVA/kW)	充電器 (A, B)	131/113	計装用電源 (安全系)	131/113	充電器Aに含む (27/22)		充電器Bに含む (27/22)		充電器Aに含む (27/22)		充電器Bに含む (27/22)		代替格納容器スプレイポンプ	208/200	アニュラス空気浄化ファン	45/39	中央制御室給気ファン	27/21	中央制御室循環ファン	15/13	中央制御室非常用循環ファン	6/5	中央制御室照明等	23/23	中央制御室非常用循環フィル	13/13	夕用電気ヒータ		合計 (kVA/kW)	600/540	<p>記載表現の相違</p> <p>設計の相違</p>
主要機器名称	容量(kW)																																																																											
発電機(A, B)	77																																																																											
原子炉格納容器の放射監視装置	77																																																																											
静的熱媒式水素再結合装置温度監視装置	77																																																																											
原子炉格納容器水素再結合装置温度監視装置	77																																																																											
可搬型格納容器水素ガス濃度計	77																																																																											
アニュラス水素濃度計	77																																																																											
原子炉格納容器水位	77																																																																											
原子炉下継キ・ロピティス位	77																																																																											
A, B, C, D計器用電源	77																																																																											
可搬型照明（3台）	77																																																																											
衛星電話（固定）	77																																																																											
恒設代替低圧注水ポンプ	146																																																																											
原子炉格納容器水素燃焼装置	10																																																																											
可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ	1																																																																											
可搬型格納容器ガス試料圧縮装置	2																																																																											
アニュラス空気浄化ファン	19																																																																											
中央制御室空調ファン	19																																																																											
中央制御室循環ファン	11																																																																											
中央制御室非常用循環ファン	11																																																																											
合計(kW)	372																																																																											
主要機器名称	容量 (kVA/kW)																																																																											
充電器 (A, B)	131/113																																																																											
計装用電源 (安全系)	131/113																																																																											
充電器Aに含む (27/22)																																																																												
充電器Bに含む (27/22)																																																																												
充電器Aに含む (27/22)																																																																												
充電器Bに含む (27/22)																																																																												
代替格納容器スプレイポンプ	208/200																																																																											
アニュラス空気浄化ファン	45/39																																																																											
中央制御室給気ファン	27/21																																																																											
中央制御室循環ファン	15/13																																																																											
中央制御室非常用循環ファン	6/5																																																																											
中央制御室照明等	23/23																																																																											
中央制御室非常用循環フィル	13/13																																																																											
夕用電気ヒータ																																																																												
合計 (kVA/kW)	600/540																																																																											