

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

7.1.6 ECCS 注水機能喪失（添付資料 7.1.6.10 ECCS 注水機能喪失時における2次冷却系強制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>図5 気泡炉心水位の推移（4インチ破断）</p>	<p>図5 気泡炉心水位の推移（4インチ破断）</p>	
<p>図6 燃料被覆管温度の推移（4インチ破断）</p>	<p>図6 燃料被覆管温度の推移（4インチ破断）</p>	

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

7.1.6 ECCS 注水機能喪失（添付資料 7.1.6.10 ECCS 注水機能喪失時における2次冷却系強制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>初期値：約15.9MPa[gage]</p> <p>1次冷却材圧力 (MPa[gage])</p> <p>時間 (分)</p> <p>図7 1次冷却材圧力の推移（2インチ破断）</p>	<p>1次冷却材圧力 (MPa[gage])</p> <p>時間 (分)</p> <p>図7 1次冷却材圧力の推移（2インチ破断）</p>	
<p>1次冷却系保有水量 (t)</p> <p>時間 (分)</p> <p>図8 1次冷却系保有水量の推移（2インチ破断）</p>	<p>1次冷却系保有水量 (t)</p> <p>時間 (分)</p> <p>図8 1次冷却系保有水量の推移（2インチ破断）</p>	

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

7.1.6 ECCS注水機能喪失（添付資料 7.1.6.10 ECCS注水機能喪失時における2次冷却系強制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>図9 炉心入口流量の推移（2インチ破断）</p>	<p>図9 炉心入口流量の推移（2インチ破断）</p>	
<p>図10 蓄圧注入流量積分値の推移（2インチ破断）</p>	<p>図10 蓄圧注入流量積分値の推移（2インチ破断）</p>	

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

7.1.6 ECCS注水機能喪失（添付資料 7.1.6.10 ECCS注水機能喪失時における2次冷却系強制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>図 11 気泡炉心水位の推移 (2インチ破断)</p>	<p>図11 気泡炉心水位の推移 (2インチ破断)</p>	
<p>図 12 燃料被覆管温度の推移 (2インチ破断)</p>	<p>図 12 燃料被覆管温度の推移 (2インチ破断)</p>	

7.1.6 ECCS注水機能喪失 (添付資料 7.1.6.11 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 (ECCS注水機能喪失))

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

評価項目	評価内容	評価結果	評価理由
解析コード	解析コード	解析コード	解析コード
解析条件	解析条件	解析条件	解析条件
解析結果	解析結果	解析結果	解析結果

添付資料 2.6.13
 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について
 (ECCS注水機能喪失)

重要事故シーケンス「中破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故」の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。

評価項目	評価内容	評価結果	評価理由
解析コード	解析コード	解析コード	解析コード
解析条件	解析条件	解析条件	解析条件
解析結果	解析結果	解析結果	解析結果

添付資料 2.6.1
 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 (LOGAM) (ECCS注水機能喪失)

重要事故シーケンス「中破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故」の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。

評価項目	評価内容	評価結果	評価理由
解析コード	解析コード	解析コード	解析コード
解析条件	解析条件	解析条件	解析条件
解析結果	解析結果	解析結果	解析結果

添付資料 7.1.6.11
 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
 (ECCS注水機能喪失)

重要事故シーケンス「中破断LOCA時に高圧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。

評価項目	評価内容	評価結果	評価理由
解析コード	解析コード	解析コード	解析コード
解析条件	解析条件	解析条件	解析条件
解析結果	解析結果	解析結果	解析結果

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）

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に与える影響 (3/3)

大飯発電所3/4号炉		女川原子力発電所2号		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		解析条件の考え方		運転員等操作時間に与える影響	
	運転条件		運転員等操作時間に与える影響		運転員等操作時間に与える影響	
	定常運転時 主蒸気発生し非 常運転時	定常運転時 10%増 (定常運転時)	定常運転時において、設計値として各グループに設定している主蒸気発生し非正常運転時(10%増)の初期状態を考慮できる状態として設定。	解析条件と設計値が同様であることから、事に影響はない。	解析条件と設計値が同様であることから、事に影響はない。	解析条件と設計値が同様であることから、事に影響はない。
蒸圧タンク 保圧能力	4.0MPa(設計保圧力)	9.0AMP(設計保圧力)	解析条件で想定している蒸圧タンクの初期保圧力は、設計保圧力より高くなるため、蒸圧タンク保圧力が不足する可能性がある。換気扇等機器の動作に与える影響はない。	解析条件で想定している蒸圧タンクの初期保圧力は、設計保圧力より高くなるため、換気扇等機器の動作に与える影響はない。	解析条件で想定している蒸圧タンクの初期保圧力は、設計保圧力より高くなるため、換気扇等機器の動作に与える影響はない。	
蒸圧タンク 保圧水量	2500m ³ (1日あたり) (換気扇保圧水量)	2700m ³ (1日あたり) (換気扇保圧水量)	解析条件で想定している蒸圧タンクの初期保圧水量は、設計保圧水量より高くなるため、換気扇等機器の動作に与える影響はない。	解析条件で想定している蒸圧タンクの初期保圧水量は、設計保圧水量より高くなるため、換気扇等機器の動作に与える影響はない。	解析条件で想定している蒸圧タンクの初期保圧水量は、設計保圧水量より高くなるため、換気扇等機器の動作に与える影響はない。	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.6 ECCS注水機能喪失 (添付資料 7.1.6.11 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 (ECCS注水機能喪失))

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 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	女川原子力発電所2号	泊発電所3号炉	相違理由								
	<p style="text-align: center;">表3 運転員等稼働時間に関する影響、評価項目となるパラメータに関する影響及び稼働時間各節 (LOCA時注水機能喪失) (4/5)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 15%;">項目</th> <th style="width: 35%;">運転員等稼働時間に関する影響</th> <th style="width: 35%;">評価項目となるパラメータに関する影響</th> <th style="width: 15%;">稼働時間各節</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉稼働時の 運転員等稼働時間 の削減による 稼働率の向上</td> <td>運転員等稼働時間に関する影響 運転員等稼働時間に関する影響 運転員等稼働時間に関する影響</td> <td>評価項目となるパラメータに関する影響 評価項目となるパラメータに関する影響 評価項目となるパラメータに関する影響</td> <td>稼働率向上 稼働率向上 稼働率向上</td> </tr> </tbody> </table>	項目	運転員等稼働時間に関する影響	評価項目となるパラメータに関する影響	稼働時間各節	原子炉稼働時の 運転員等稼働時間 の削減による 稼働率の向上	運転員等稼働時間に関する影響 運転員等稼働時間に関する影響 運転員等稼働時間に関する影響	評価項目となるパラメータに関する影響 評価項目となるパラメータに関する影響 評価項目となるパラメータに関する影響	稼働率向上 稼働率向上 稼働率向上		
項目	運転員等稼働時間に関する影響	評価項目となるパラメータに関する影響	稼働時間各節								
原子炉稼働時の 運転員等稼働時間 の削減による 稼働率の向上	運転員等稼働時間に関する影響 運転員等稼働時間に関する影響 運転員等稼働時間に関する影響	評価項目となるパラメータに関する影響 評価項目となるパラメータに関する影響 評価項目となるパラメータに関する影響	稼働率向上 稼働率向上 稼働率向上								

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.6 ECCS注水機能喪失 (添付資料 7.1.6.11 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 (ECCS注水機能喪失))

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 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	女川原子力発電所2号	泊発電所3号炉	相違理由										
<p>大飯発電所3/4号炉</p>	<p>表3 運転員等操縦時間に関する影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操縦時間評価 (L.OCA時注水機能喪失) (5/78)</p> <table border="1" data-bbox="846 204 1285 1342"> <thead> <tr> <th data-bbox="846 204 898 304">項目</th> <th data-bbox="846 304 898 405">運転員等操縦時間に関する影響</th> <th data-bbox="846 405 898 505">評価項目となるパラメータに与える影響</th> <th data-bbox="846 505 898 606">相違理由</th> <th data-bbox="846 606 898 707">相違表現等</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="898 204 949 304"> 原子炉操作員 運転員等 注水機操作員 監視員 </td> <td data-bbox="898 304 949 405"> 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 </td> <td data-bbox="898 405 949 505"> 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 </td> <td data-bbox="898 505 949 606"> 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 </td> <td data-bbox="898 606 949 707"> 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 </td> </tr> </tbody> </table>	項目	運転員等操縦時間に関する影響	評価項目となるパラメータに与える影響	相違理由	相違表現等	原子炉操作員 運転員等 注水機操作員 監視員	運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響	運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響	運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響	運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響	<p>泊発電所3号炉</p>	<p>相違理由</p>
項目	運転員等操縦時間に関する影響	評価項目となるパラメータに与える影響	相違理由	相違表現等									
原子炉操作員 運転員等 注水機操作員 監視員	運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響	運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響	運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響	運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響 運転員等操縦時間に関する影響									

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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失（添付資料 7.1.6.12 燃料評価結果について）

大飯発電所3 / 4号炉		泊発電所3号炉		相違理由																																							
<p>【大飯は2次冷却系からの除熱機能喪失と同様の評価結果のため、2次冷却系からの除熱機能喪失の添付資料を引用している。参考までに2次冷却系からの除熱機能喪失の添付資料を記載】</p> <p>添付資料 2. 1. 12</p> <p>燃料評価結果について</p> <p>1. 燃料消費に関する評価（2次冷却系からの除熱機能喪失） 重要事故シーケンス【主給水流量喪失+補助給水機能喪失】 プラント状況：3、4号炉運転中。 事象：仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機から給電を想定し、事象発生後7日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合を想定する。</p>		<p>燃料、電源負荷評価結果について (ECCS 注水機能喪失)</p> <p>1. 燃料消費に関する評価 重要事故シーケンス【中破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故】 事象：ディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合を想定する。</p>		<p>※泊も元々は大飯同様、2次冷却系からの除熱機能喪失と同様の評価結果のため引用していたが、各事故シーケンスグループ毎に添付資料を追加で作成</p> <p>設計の相違 記載表現の相違 (女川実績の反映)</p>																																							
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">燃料種別</th> <th colspan="2">重油</th> </tr> <tr> <th colspan="2">号炉</th> <th>3号炉</th> <th>4号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">時系列</td> <td>事象発生直後～7日間 (=168h)</td> <td>非常用DG (3号炉用2台) 起動 (事象発生後自動起動。燃費については定格負荷を想定=事象発生後～事象発生後7日間(168h)) A-DG : 燃費約 1,770L/h×168h=約 297,360L B-DG : 燃費約 1,770L/h×168h=約 297,360L 合計 : 約 594,720L</td> <td>非常用DG (4号炉用2台) 起動 (事象発生後自動起動。燃費については定格負荷を想定=事象発生後～事象発生後7日間(168h)) A-DG : 燃費約 1,770L/h×168h=約 297,360L B-DG : 燃費約 1,770L/h×168h=約 297,360L 合計 : 約 594,720L</td> </tr> <tr> <td>事象発生直後～7日間 (=168h)</td> <td>緊急時対策所用発電機 (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 18.1L/h×1台×24h×7日間=約 3,041L</td> <td>緊急時対策所用発電機 (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 18.1L/h×1台×24h×7日間=約 3,041L</td> </tr> <tr> <td colspan="2">合計</td> <td>7日間 3号炉で消費する重油量 約 597,761L</td> <td>7日間 4号炉で消費する重油量 約 597,761L</td> </tr> <tr> <td colspan="2">結果</td> <td>3号炉に備蓄している重油量の合計は重油タンク (160kL、2基) 燃料油貯蔵タンク (150kL、2基) の合計より 620kL 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合計は重油タンク (160kL、2基) 燃料油貯蔵タンク (150kL、2基) の合計より 620kL 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)	非常用DG (3号炉用2台) 起動 (事象発生後自動起動。燃費については定格負荷を想定=事象発生後～事象発生後7日間(168h)) A-DG : 燃費約 1,770L/h×168h=約 297,360L B-DG : 燃費約 1,770L/h×168h=約 297,360L 合計 : 約 594,720L	非常用DG (4号炉用2台) 起動 (事象発生後自動起動。燃費については定格負荷を想定=事象発生後～事象発生後7日間(168h)) A-DG : 燃費約 1,770L/h×168h=約 297,360L B-DG : 燃費約 1,770L/h×168h=約 297,360L 合計 : 約 594,720L	事象発生直後～7日間 (=168h)	緊急時対策所用発電機 (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 18.1L/h×1台×24h×7日間=約 3,041L	緊急時対策所用発電機 (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 18.1L/h×1台×24h×7日間=約 3,041L	合計		7日間 3号炉で消費する重油量 約 597,761L	7日間 4号炉で消費する重油量 約 597,761L	結果		3号炉に備蓄している重油量の合計は重油タンク (160kL、2基) 燃料油貯蔵タンク (150kL、2基) の合計より 620kL 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合計は重油タンク (160kL、2基) 燃料油貯蔵タンク (150kL、2基) の合計より 620kL であることから、7日間は十分に対応可能	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">燃料種別</th> <th>軽油</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">時系列</td> <td>事象発生直後～事象発生後7日間 (=168h)</td> <td>ディーゼル発電機 2台起動 (ディーゼル発電機最大負荷 (100%出力) 時の燃料消費量) $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2台$ $= \frac{5,600 \times 0.2311 \times 168}{825} \times 2台$ = 約 527.1kL 緊急時対策所用発電機 (指揮所用及び待機所用各1台の計2台) 起動 (緊急時対策所用発電機 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=19,185.6L=約 19.2kL</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>7日間で消費する軽油量の合計 約 546.3kL</td> </tr> <tr> <td colspan="2">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> </tr> </tbody> </table> <p>※ ディーゼル発電機軽油消費量計算式</p> $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma}$ <table border="0"> <tr> <td>V : 軽油必要容量 (kL)</td> <td>N : 発電機定格出力 (kW) = 5,600</td> </tr> <tr> <td>H : 運転時間 (h) = 168 (7日間)</td> <td>γ : 燃料油の密度 (kg/kL) = 825</td> </tr> <tr> <td>c : 燃料消費率 (kg/kW・h) = 0.2311</td> <td></td> </tr> </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)	ディーゼル発電機 2台起動 (ディーゼル発電機最大負荷 (100%出力) 時の燃料消費量) $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2台$ $= \frac{5,600 \times 0.2311 \times 168}{825} \times 2台$ = 約 527.1kL 緊急時対策所用発電機 (指揮所用及び待機所用各1台の計2台) 起動 (緊急時対策所用発電機 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=19,185.6L=約 19.2kL	合計	7日間で消費する軽油量の合計 約 546.3kL	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	V : 軽油必要容量 (kL)	N : 発電機定格出力 (kW) = 5,600	H : 運転時間 (h) = 168 (7日間)	γ : 燃料油の密度 (kg/kL) = 825	c : 燃料消費率 (kg/kW・h) = 0.2311	
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)	非常用DG (3号炉用2台) 起動 (事象発生後自動起動。燃費については定格負荷を想定=事象発生後～事象発生後7日間(168h)) A-DG : 燃費約 1,770L/h×168h=約 297,360L B-DG : 燃費約 1,770L/h×168h=約 297,360L 合計 : 約 594,720L	非常用DG (4号炉用2台) 起動 (事象発生後自動起動。燃費については定格負荷を想定=事象発生後～事象発生後7日間(168h)) A-DG : 燃費約 1,770L/h×168h=約 297,360L B-DG : 燃費約 1,770L/h×168h=約 297,360L 合計 : 約 594,720L																																								
	事象発生直後～7日間 (=168h)	緊急時対策所用発電機 (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 18.1L/h×1台×24h×7日間=約 3,041L	緊急時対策所用発電機 (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 18.1L/h×1台×24h×7日間=約 3,041L																																								
合計		7日間 3号炉で消費する重油量 約 597,761L	7日間 4号炉で消費する重油量 約 597,761L																																								
結果		3号炉に備蓄している重油量の合計は重油タンク (160kL、2基) 燃料油貯蔵タンク (150kL、2基) の合計より 620kL 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合計は重油タンク (160kL、2基) 燃料油貯蔵タンク (150kL、2基) の合計より 620kL 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)	ディーゼル発電機 2台起動 (ディーゼル発電機最大負荷 (100%出力) 時の燃料消費量) $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2台$ $= \frac{5,600 \times 0.2311 \times 168}{825} \times 2台$ = 約 527.1kL 緊急時対策所用発電機 (指揮所用及び待機所用各1台の計2台) 起動 (緊急時対策所用発電機 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=19,185.6L=約 19.2kL																																									
	合計	7日間で消費する軽油量の合計 約 546.3kL																																									
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																																									
V : 軽油必要容量 (kL)	N : 発電機定格出力 (kW) = 5,600																																										
H : 運転時間 (h) = 168 (7日間)	γ : 燃料油の密度 (kg/kL) = 825																																										
c : 燃料消費率 (kg/kW・h) = 0.2311																																											

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

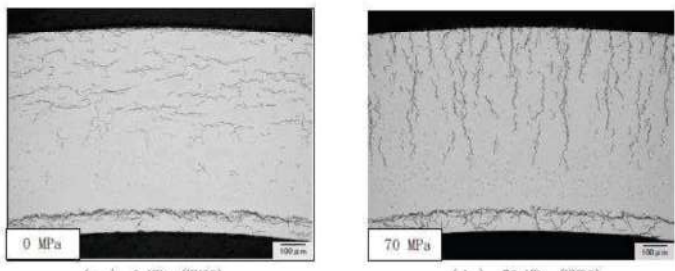
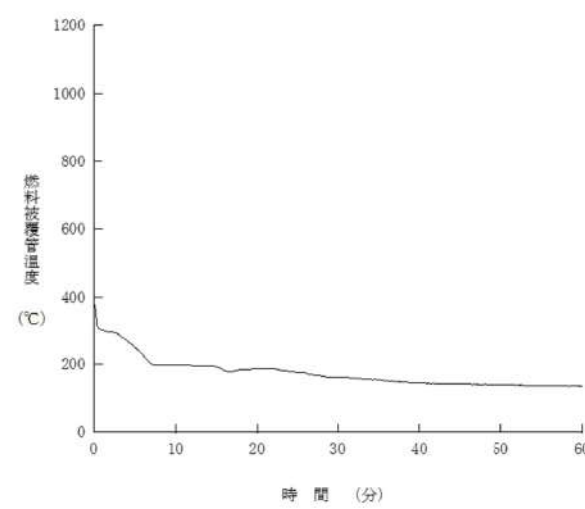
泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.6 ECCS注水機能喪失（添付資料 7.1.6.12 燃料評価結果について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【記載無し】</p>	<p>2. 電源に関する評価</p> <p>重要事故シーケンス【中破断LOCA時に高圧注入機能が喪失する事故】 事象：外部電源は使用できないものと仮定し、ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。</p> <p>評価結果：本重要事故シーケンスでは高圧注入機能が喪失するものとすることから、重大事故等対策時の負荷は、下図の負荷曲線のうち高圧注入ポンプの負荷を除いた負荷となる。このため、重大事故等対策時に必要な負荷は、設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>図 工学的安全施設作動時におけるB-ディーゼル発電機の負荷曲線※</p> <p>※A、B-ディーゼル発電機のうち、負荷の大きいB-ディーゼル発電機の負荷曲線を記載</p>	<p>記載方針の相違</p>

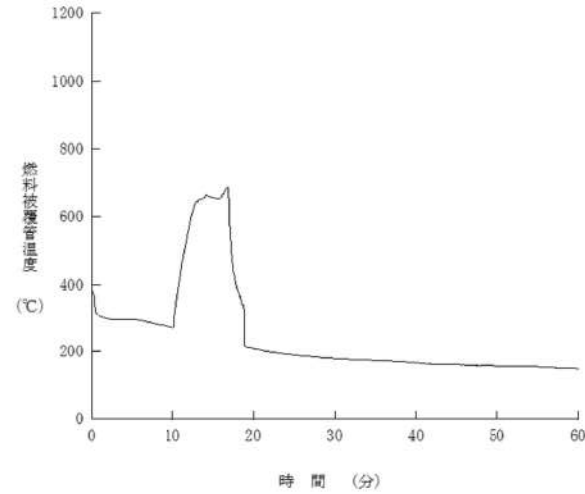
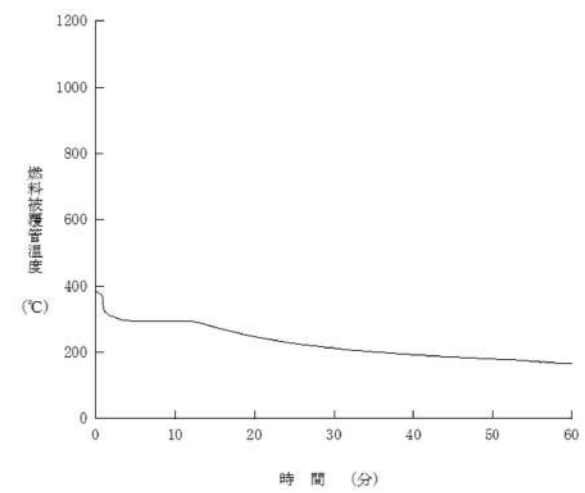
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失（添付資料 7.1.6.13 燃料被覆管の水素化物再配向による有効性評価への影響について）

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;">補足説明資料</p> <p>28. TBD シーケンスにおける燃料被覆管の水素化物の再配向による影響について</p> <p>TBD シーケンスに関して、高圧代替注水系による原子炉注水開始が遅れる場合1回目のサーマルスパイクが発生する。仮に、その後、急速減圧等により炉心露出に至り、2回目のサーマルスパイクが発生した場合の燃料被覆管の水素化物再配向への影響について示す。</p> <p>(1) 被覆管水素化物の再配向の概要</p> <p>燃料被覆管に吸収された水素のうち、被覆管温度に応じた水素固溶限を超えた水素は、その大部分が図1(左)に示すように、被覆管円周方向に平行な水素化物として析出している。水素化物は脆い性質ではあるものの、被覆管の円周方向に析出した水素化物については、ある濃度範囲内では被覆管の機械的特性にあまり影響を及ぼさないことが知られている^[1]</p> <p>一方、固溶した水素化物が被覆管温度低下に伴って再度被覆管中に析出する際に引張応力が作用した場合、水素化物の析出方向がその応力に垂直な方向(半径方向)にその配向を変える性質がある(図1(右))。多くの水素化物が被覆管の半径方向に配向した場合、燃料被覆管の機械的特性を低下させることが知られている^[1]。</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;">  </div> <p style="text-align: center;">図1 燃料被覆管の水素化物 (左：円周方向に配向，右：半径方向に再配向)^[2]</p> <p>(2) TBD シーケンスにおける被覆管水素化物の再配向の影響について</p> <p>炉心露出により燃料被覆管温度が上昇する際、手動減圧などにより炉内が低圧状態となった後に炉心露出に至る場合は、被覆管の円周方向に引張応力が作用する。</p> <p>一方で、炉内が高圧状態を維持した状態で炉心露出に至る場合は、被覆管に作用する応力は、圧縮応力であるため、水素化物再配向は生じない。</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.1.6.13</p> <p style="text-align: center;">燃料被覆管の水素化物再配向による有効性評価への影響について</p> <p>有効性評価にて想定している事故シナリオにおいて、1回目の昇温・冷却時に半径方向に水素化物が析出し燃料被覆管の機械的強度が低下することで、2回目以降の昇温・冷却時に燃料被覆管が破損する可能性がある。</p> <p>泊3号の有効性評価の添付十記載評価においては、複数回の昇温/冷却が繰り返される事象（炉心損傷後は除く）はなく、被覆管中の水素化物の再配向を起因とした燃料破損に至ることはないため、有効性評価の結論に影響することはない。（昇温・降温の発生が考えられる事象として ECCS 注水機能喪失時における燃料被覆管温度の推移を図1～3に示す。これらの図に示す通り複数回の温度変化の発生は認められない。）</p> <div style="text-align: center;">  </div> <p style="text-align: center;">図1 燃料被覆管温度の推移（6インチ破断）</p>	<p>記載方針の相違</p> <p>・水素化物再配向の影響が表れるのは燃料被覆管温度が上昇する場合だが、炉心露出し燃料被覆管温度が上昇する事象が女川は TBD シーケンスに対して泊は LOCA 事象のため、記載が異なる</p> <p>設計の相違</p> <p>・女川では水素化物再配向による被覆管の機械強度の低下は限定的としている。</p> <p>一方、泊では複数回の昇温/冷却が繰り返される事象はなく、一度目の被覆管中の水素化物の再配向による機械強度の低下が生じても燃料破損に至ることはない。</p>

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

7.1.6 ECCS 注水機能喪失（添付資料 7.1.6.13 燃料被覆管の水素化物再配向による有効性評価への影響について）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>TBD シーケンスに関して、高圧代替注水系による原子炉注水開始が遅れる場合、I 回目のサーマルスパイクが発生するが、この時炉圧は約 7.5MPa で高圧状態を維持しており、被覆管の円周方向応力は圧縮応力約 24MPa が作用している。</p> <p>よって、水素固溶限を超えた水素が析出する場合も、図 1(左)のように、被覆管の円周方向に析出することから、被覆管の機械的特性に与える影響はない。</p> <p>以上のことから、TBD シーケンスに関して、高圧代替注水系による原子炉注水開始が遅れて 1 回目のサーマルスパイクが発生したとき、水素化物の再配向は生じず、2 回目のサーマルスパイクが発生した際の被覆管の機械的特性への影響はない。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<div style="text-align: center;">  <p>図 2 燃料被覆管温度の推移（4インチ破断）</p> </div> <div style="text-align: center;">  <p>図 3 燃料被覆管温度の推移（2インチ破断）</p> </div>	

7.1.6 ECCS 注水機能喪失（添付資料 7.1.6.13 燃料被覆管の水素化物再配向による有効性評価への影響について）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>参考：燃料被覆管の水素化物が再配向した状態の影響について</p> <p>TBD シーケンスにおける燃料被覆管の水素化物の再配向による影響はないことを確認したが、仮に、燃料被覆管の水素化物が再配向した状態において、サーマルスパイクが発生した場合の影響について以下に示す。</p> <p>(1) 燃料被覆管の水素化物再配向に関する知見の整理</p> <p>照射後燃料の中間貯蔵において、貯蔵キャスク内の燃料被覆管温度は、崩壊熱により数百度程度まで上昇し、かつ、燃料棒内圧が高く引張応力が作用した状況下で保管される。燃料被覆管が冷却する過程では、再固溶した水素が再配向して析出し、燃料被覆管の機械健全性に影響を与える可能性がある。このため、JNES では55GWd/t までのBWR 及びPWR 燃料被覆管材料(原子炉内で最大5 サイクルまで照射された Zry-2, Zry-4 などのジルコニウム合金)を用いて、表1 に示す試験条件で、水素化物再配向試験を実施し、試験試料の機械的特性試験も実施している^[1]。</p>	<p>(参考) 燃料被覆管の水素化物再配向について</p> <p>燃料被覆管には、通常運転時における冷却材とジルコニウム基合金との酸化反応により被覆管表面に酸化膜が形成されるとともに、酸化に伴い発生した水素の一部はジルコニウム基合金中に吸収（水素吸収）される。吸収された水素量はジルコニウム基合金の水素固溶限まで金属結晶中に固溶するが、固溶限以上に吸収された水素は、図1. 1（左）に示すように被覆管円周方向に平行な水素化物として析出する。固溶限は温度に依存して変化し、温度が高くなると固溶限は増加する。</p> <div data-bbox="1104 445 1917 772" data-label="Image"> <p>(a) 0 MPa (KY69) (b) 70 MPa (KY8)</p> </div> <p>図1. 1 燃料被覆管の水素化物 (左：円周方向に配向，右：半径方向に再配向)^[1]</p> <p>運転中状態から燃料被覆管が冷却される場合、被覆管温度の低下により水素固溶限は減少し金属中に吸収されていた水素が水素化物として析出する。この際、被覆管周方向に一定以上の引張応力が作用する場合、その応力に垂直な方向（半径方向）に水素化物が析出（配向）する性質がある（図1. 1（右））。多くの水素化物が被覆管の半径方向に配向した場合、燃料被覆管の機械的特性は低下することが知られている^[2]。</p> <p>2. 被覆管水素化物の再配向に関する知見</p> <p>照射済み燃料の中間貯蔵において、貯蔵キャスク内の燃料被覆管温度は崩壊熱により数百℃程度まで上昇し、燃料棒内圧が高い状態で保管され、崩壊熱の低減に伴い冷却が進む。このような場合に想定される水素の固溶・析出の特徴を踏まえ、使用済み燃料の中間貯蔵時における被覆管の健全性を確認するため、JNES において55GWd/t までのBWR 及びPWR 燃料被覆管材料（原子炉内で最大5 サイクルまで照射された Zry-2, Zry-4 などのジルコニウム合金）を用い、水素化物再配向試験および試験試料の機械特性試験が実施されている^[1]。</p>	

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

7.1.6 ECCS注水機能喪失（添付資料 7.1.6.13 燃料被覆管の水素化物再配向による有効性評価への影響について）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																																																																												
<p>試験の結果、BWR被覆管材に対しては、試験温度300℃以下、かつ、被覆管円周方向応力16MPa以下、または、試験温度250℃以下、かつ、被覆管円周方向応力40MPa以下では、水素化物の再配向は生じないとする知見が得られている(表2)。</p> <p>また、被覆管の機械的特性については、試験温度300℃以下、かつ、被覆管円周方向応力70MPa以下では、延性の低下が生じないとする知見が得られている(表3)</p>	<p>試験の結果の概要を表2.1に示すが、PWR被覆管材(MDA)に対して、試験温度275℃以下、かつ、被覆管周方向応力85MPa以下であれば水素化物の再配向は生じないとする知見が得られている(表2.2)。また、被覆管の機械特性は、試験温度250℃以下、かつ、被覆管周方向応力90MPa以下では強度や延性の低下が生じないとする知見が得られている(表2.3)。</p>																																																																																																																																																													
<p>参考：表1 JNES水素化物再配向試験の試験条件^[1]</p>	<p>[1] 「平成17年度リサイクル燃料資源貯蔵技術調査等(貯蔵燃料長期健全性等確認試験に関する試験成果報告書)」((独)原子力安全基盤機構,平成18年3月)</p> <p>[2] 「平成20年度リサイクル燃料資源貯蔵技術調査等(中間貯蔵設備等長期健全性等試験のうち貯蔵燃料健全性等調査に関する試験成果報告書)」((独)原子力安全基盤機構,平成21年3月)</p>																																																																																																																																																													
<table border="1"> <tr> <td>試験時温度</td> <td>200℃～400℃</td> </tr> <tr> <td>試験時円周方向応力</td> <td>0MPa～130MPa</td> </tr> <tr> <td>降温速度</td> <td>0.6℃/h～30℃/h</td> </tr> </table>	試験時温度	200℃～400℃	試験時円周方向応力	0MPa～130MPa	降温速度	0.6℃/h～30℃/h	<p>表2.1 JNES水素化物再配向試験の試験条件^[1]</p> <table border="1"> <tr> <td>試験時温度</td> <td>200℃～400℃</td> </tr> <tr> <td>試験時周方向応力</td> <td>0MPa～130MPa</td> </tr> <tr> <td>降温速度</td> <td>0.6℃/h～30℃/h</td> </tr> </table>	試験時温度	200℃～400℃	試験時周方向応力	0MPa～130MPa	降温速度	0.6℃/h～30℃/h																																																																																																																																																	
試験時温度	200℃～400℃																																																																																																																																																													
試験時円周方向応力	0MPa～130MPa																																																																																																																																																													
降温速度	0.6℃/h～30℃/h																																																																																																																																																													
試験時温度	200℃～400℃																																																																																																																																																													
試験時周方向応力	0MPa～130MPa																																																																																																																																																													
降温速度	0.6℃/h～30℃/h																																																																																																																																																													
<p>参考：表2 BWR50GWd/t型燃料被覆管(ライナ管)の水素化物再配向特性^[1]</p>	<p>表2.2 PWR55GWd/t型燃料被覆管(MDA管)の再配向特性^[1]</p>																																																																																																																																																													
<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">温度(℃)</th> <th rowspan="2">冷却速度(℃/h)</th> <th colspan="6">周方向応力条件(MPa)</th> </tr> <tr> <th>16</th> <th>28</th> <th>40</th> <th>70</th> <th>85</th> <th>100</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>400</td> <td>30</td> <td>■</td> <td>■</td> <td>■</td> <td>■</td> <td>■</td> <td>■</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">300</td> <td>30</td> <td>○</td> <td>△</td> <td>■</td> <td>■</td> <td>■</td> <td>■</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>△</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>0.6</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>○</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>250</td> <td>30</td> <td></td> <td>○</td> <td>○</td> <td></td> <td></td> <td>△</td> </tr> </tbody> </table> <p>○:照射まま材と同等 △:明瞭に判断できず ■:再配向あり :許容される条件</p>	温度(℃)	冷却速度(℃/h)	周方向応力条件(MPa)						16	28	40	70	85	100	400	30	■	■	■	■	■	■	300	30	○	△	■	■	■	■	3				△			0.6				○			250	30		○	○			△	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">温度(℃)</th> <th rowspan="2">冷却速度(℃/h)</th> <th colspan="8">周方向応力条件(MPa)</th> </tr> <tr> <th>55</th> <th>70</th> <th>85</th> <th>90</th> <th>95</th> <th>100</th> <th>115</th> <th>130</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>300</td> <td>30</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>△</td> <td>■</td> <td>■</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">275</td> <td>30</td> <td></td> <td></td> <td>○</td> <td></td> <td>△</td> <td>△</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>3</td> <td></td> <td></td> <td>○</td> <td></td> <td></td> <td>△</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">265</td> <td>30</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>3</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">260</td> <td>30</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>△</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>3</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">250</td> <td>30</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>△</td> <td></td> <td>△</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>3</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>○:照射まま材と同等 △:明瞭に判断できず ■:再配向あり :許容される条件</p>	温度(℃)	冷却速度(℃/h)	周方向応力条件(MPa)								55	70	85	90	95	100	115	130	300	30						△	■	■	275	30			○		△	△			3			○			△			265	30									3									260	30					△				3									250	30				△		△			3									
温度(℃)			冷却速度(℃/h)	周方向応力条件(MPa)																																																																																																																																																										
	16	28		40	70	85	100																																																																																																																																																							
400	30	■	■	■	■	■	■																																																																																																																																																							
300	30	○	△	■	■	■	■																																																																																																																																																							
	3				△																																																																																																																																																									
	0.6				○																																																																																																																																																									
250	30		○	○			△																																																																																																																																																							
温度(℃)	冷却速度(℃/h)	周方向応力条件(MPa)																																																																																																																																																												
		55	70	85	90	95	100	115	130																																																																																																																																																					
300	30						△	■	■																																																																																																																																																					
275	30			○		△	△																																																																																																																																																							
	3			○			△																																																																																																																																																							
265	30																																																																																																																																																													
	3																																																																																																																																																													
260	30					△																																																																																																																																																								
	3																																																																																																																																																													
250	30				△		△																																																																																																																																																							
	3																																																																																																																																																													
<p>参考：図1 水素化物を再配向させた未照射ジルカロイ-2被覆管のバースト試験結果^[3]</p>	<p>表2.3 PWR55GWd/t型燃料被覆管(MDA管)の周方向機械特性^[1]</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">温度 T(℃)</th> <th rowspan="2">冷却速度(℃/h)</th> <th colspan="8">周方向応力条件(MPa)</th> </tr> <tr> <th>55</th> <th>70</th> <th>85</th> <th>90</th> <th>95</th> <th>100</th> <th>115</th> <th>130</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>300</td> <td>30</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>○</td> <td>■</td> <td>■</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">275</td> <td>30</td> <td></td> <td></td> <td>△</td> <td></td> <td>△</td> <td>△</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>3</td> <td></td> <td></td> <td>○</td> <td></td> <td></td> <td>○</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">265</td> <td>30</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>3</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">260</td> <td>30</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>△</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>3</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">250</td> <td>30</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>○</td> <td></td> <td>■</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>3</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>○:照射まま材と同等 △:延性低下あり ■:延性および強度低下あり :許容される条件</p>	温度 T(℃)	冷却速度(℃/h)	周方向応力条件(MPa)								55	70	85	90	95	100	115	130	300	30						○	■	■	275	30			△		△	△			3			○			○			265	30									3									260	30					△				3									250	30				○		■			3																																																													
温度 T(℃)	冷却速度(℃/h)			周方向応力条件(MPa)																																																																																																																																																										
		55	70	85	90	95	100	115	130																																																																																																																																																					
300	30						○	■	■																																																																																																																																																					
275	30			△		△	△																																																																																																																																																							
	3			○			○																																																																																																																																																							
265	30																																																																																																																																																													
	3																																																																																																																																																													
260	30					△																																																																																																																																																								
	3																																																																																																																																																													
250	30				○		■																																																																																																																																																							
	3																																																																																																																																																													

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

7.1.6 ECCS 注水機能喪失（添付資料 7.1.6.13 燃料被覆管の水素化物再配向による有効性評価への影響について）

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、JAEAでは、水素化物を再配向させた未照射ジルカロイ2被覆管に対して、室温でのバースト試験を実施している^[3]。図1に示すように、水素濃度約500ppm程度までは、水素化物再配向が破損圧力へ与える影響は比較的小さいと報告している。</p> <p>(2) 水素化物再配向による被覆管の機械的特性への影響</p> <p>高燃焼度9×9型燃料信頼性実証事業において、9×9型燃料被覆管の水素濃度と燃焼度の関係について調査しているが、燃焼末期においても水素濃度は約300ppm以下である知見を得ている(図2)^[4]。被覆管温度が上昇すると、被覆管への水素固溶限も増加し、被覆管温度が450℃の場合は、約300ppmの水素固溶量となる^[5]。よって、被覆管温度が450℃以上の状態では、水素化物は全量が再固溶する条件となる。</p> <p>一方、被覆管温度が450℃以下の状態では、水素吸収量が多い高燃焼度燃料では、全量再固溶とはならないため、一部に再配向した水素化物が残存することが考えられ、被覆管の機械的特性について考慮する必要がある。</p> <p>図3の破裂判定曲線からわかるように、450℃以下の燃料被覆管に対して、破裂が生じる円周方向応力は200MPa以上であり、水素化物再配向による破裂応力の低下が生じたとしても、有効性評価における燃料棒内圧の高い高燃焼度燃料棒に生じる最大応力(約34MPa)と比較して十分に大きい。</p> <p>水素化物再配向による被覆管の機械的特性の影響については、表3に示したとおり、円周方向応力70MPaにおいて、試験温度300℃では延性の低下は生じず、試験温度400℃でも明らかな延性の低下は確認されていないことから、有効性評価における応力範囲(最大約34MPa)および水素化物再配向を考慮する温度範囲(450℃以下)においては、機械的特性の影響は小さいと考えられる。さらに、図1に示したとおり、水素濃度約500ppm程度までは、水素化物再配向の破損圧力への影響は比較的小さいと報告されていることから、水素化物再配向による破裂応力低下の影響も小さいと考えられる。</p> <p>よって、高燃焼度燃料に水素化物が再配向した場合でも、機械的特性への影響は小さく、被覆管が破裂することはないと考えられる。</p> <p>以上のことから、現行の9×9燃料の燃焼度範囲を考慮した場合、水素化物再配向による有効性評価への影響はないと考えられる。</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）

7.1.6 ECCS 注水機能喪失（添付資料 7.1.6.13 燃料被覆管の水素化物再配向による有効性評価への影響について）

女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<p>参考：図 2 被覆管中水素濃度の試料燃焼度依存性（9×9A 型燃料）^[4]</p>		
<p>参考：図 3 破裂判定曲線</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）

7.1.6 ECCS注水機能喪失（添付資料 7.1.6.13 燃料被覆管の水素化物再配向による有効性評価への影響について）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(4) まとめ</p> <p>仮に、燃料被覆管の水素化物が再配向した状態において、サーマルスパイクが発生した場合の影響について確認した。</p> <p>確認の結果、現行の9×9燃料の燃焼度範囲を考慮した場合、水素濃度と燃焼度の関係から、高燃焼度燃料に水素化物が再配向する可能性があるが、機械的特性への影響は小さく、被覆管が破裂することはないと考えられる。</p> <p>以上のことから、水素化物再配向による有効性評価への影響はないと考えられる。</p> <p style="text-align: right;">以上</p> <p>参考文献</p> <p>[1] 「平成20年度リサイクル燃料資源貯蔵技術調査等(中間貯蔵設備等長期健全性等試験のうち貯蔵燃料健全性等調査に関する試験成果報告書)」((独)原子力安全基盤機構, 平成21年3月)</p> <p>[2] 「平成17年度リサイクル燃料資源貯蔵技術調査等(貯蔵燃料長期健全性等確認試験に関する試験成果報告書)」((独)原子力安全基盤機構, 平成18年3月)</p> <p>[3] F.Nagase, T.Fuketa, "Influence of Hydride Re-orientation on BWR Cladding Rupture under Accidental Conditions", J. Nucl. Science and Technology, Vol. 41, No12, p. 1211-1217, December, 2004</p> <p>[4] 「平成18年度高燃焼度9X9型燃料信頼性実証成果報告書付録1」((独)原子力安全基盤機構, 平成19年12月)</p> <p>[5] J.J. Kearns, "Terminal solubility and partitioning of hydrogen in the alpha phase of zirconium, Zircaloy-2 and Zircaloy-4", J.Nucl. Mater., 22 (1967) 292-303.</p>		

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE717-9 r.12.0
提出年月日	令和5年12月22日

泊発電所3号炉
重大事故等対策の有効性評価
比較表

7.1.7 ECCS再循環機能喪失

令和5年12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）

7.1.7 ECCS再循環機能喪失

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
比較結果等を取りまとめた資料				
1. 先行審査実績等を踏まえた泊3号炉まとめ資料の変更状況(2017年3月以降)				
1-1) 設計方針・運用・体制などを変更し、まとめ資料を修正した箇所と理由				
a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
b. 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				
c. 当社が自主的に変更したもの : なし				
1-2) 設計方針・運用・体制を変更するものではないが、まとめ資料の記載の充実を行った箇所と理由				
a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし				
b. 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				
c. 当社が自主的に変更したもの : なし				
1-3) バックフィット関連事項				
なし				
2. 大飯3/4号炉・高浜3/4号炉まとめ資料との比較結果の概要				
2-1) 比較表の構成について				
・泊と大飯、高浜で記載が異なる箇所は右上凡例に従い色付けをし、「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				
・女川の構文を確認する目的で女川の「高圧注水・減圧機能喪失」を掲載している				
2-2) 泊3号炉の特徴について				
・泊3号は他のPWR3ループプラントに比べて以下の特徴がある（添付資料6.5.8）				
●補助給水流量が小さい : 「全交流動力電源喪失」では、蒸気発生器保有水量の回復が遅くなる傾向がある				
●余熱除去ポンプの注入特性（高圧時の注入流量が若干多い） : 「ECCS注水機能喪失（2インチ破断）」では、燃料が露出せず終始冠水状態となる				
●CV関連パラメータ（CV自由体積が若干小さく、格納容器再循環ユニットの除熱特性も若干低い） : 原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度が高めに推移する傾向がある				
2-3) 有効性評価の主な項目（1/2）				
項目	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
事故シーケンスグループの特徴	原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生し、燃料取替用水ピットを水源とした非常用炉心冷却設備による炉心への注水後に、格納容器再循環サンプを水源とする非常用炉心冷却設備の再循環機能が喪失することを想定する。このため、緩和措置がとられない場合には、1次冷却系保有水量が減少することで炉心が露出し、炉心損傷に至る。			相違なし （設備名称等が異なるが、事故シーケンスグループの特徴は同一）
炉心損傷防止対策	格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ再循環	大飯と同じ	初期の対策としてB-格納容器スプレイポンプを用いた代替再循環を整備し、安定状態に向けた対策として、代替再循環による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策としてA-格納容器スプレイポンプを用いた格納容器スプレイ再循環による原子炉格納容器除熱手段を整備する	相違なし （記載表現は異なるが対策は同等）

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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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 (2/2)				
重要事故シーケンス	泊と同じ	大破断 LOCA 時に低圧再循環機能が喪失する事故	大破断 LOCA 時に低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失する事故	設計の相違 ・泊は非ブースティングプラントであり高圧再循環に余熱除去系を使用しないため、重要事故シーケンスが異なる（大飯と同様）
有効性評価の結果 (評価項目等)	<p>燃料被覆管温度：炉心露出により一時的に上昇するが、非常用炉心冷却設備による炉心注水により低下する。非常用炉心冷却設備の性能は、原子炉設置許可申請書添付書類十「3.2.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管のスプリット破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも燃料被覆管の最高温度は約 984℃であり、燃料被覆管の酸化量は約 0.4%である。このため、本事象においても燃料被覆管最高温度 1,200℃、燃料被覆管の酸化量 15%以下である。</p> <p>1次冷却材圧力：初期値（約 15.6MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa[gage]）を下回る。</p> <p>原子炉格納容器圧力及び温度：事象発生直後からの格納容器スプレイにより抑制できる。格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉設置許可申請書添付書類十「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.308MPa[gage]及び約 132℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力（0.39MPa[gage]）及び最高使用温度（144℃）を下回る。</p>	<p>燃料被覆管温度：破断直後の炉心露出により一時的に上昇するが、非常用炉心冷却設備による炉心注水により低下する。非常用炉心冷却設備の性能は、設計基準事故「原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも燃料被覆管の最高温度は約 1,044℃であり、燃料被覆管の酸化量は約 4.0%である。このため、本事象においても燃料被覆管最高温度 1,200℃、燃料被覆管の酸化量 15%以下である。</p> <p>1次系冷却材圧力：初期値（約 15.6MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa [gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa [gage]）を下回る。</p> <p>原子炉格納容器圧力及び温度：事象発生直後からの格納容器スプレイにより抑制できる。格納容器スプレイ設備の性能は、設計基準事故「原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.249MPa [gage]及び約 125℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力（0.283MPa [gage]）及び最高使用温度（132℃）を下回る。</p>	<p>燃料被覆管温度：破断直後の炉心露出により一時的に上昇するが、非常用炉心冷却設備による炉心注水により低下する。非常用炉心冷却設備の性能は、原子炉設置許可申請書添付書類十「3.2.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも燃料被覆管の最高温度は約 1,044℃であり、燃料被覆管の酸化量は約 4.6%である。このため、本事象においても燃料被覆管最高温度 1,200℃、燃料被覆管の酸化量 15%以下である。</p> <p>1次冷却材圧力：初期値（約 15.6MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、1次冷却材圧力と1次冷却材ポンプ吐出部との差（高々約 0.6MPa）を考慮しても、約 16.2MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.592MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>原子炉格納容器圧力及び温度：事象発生直後からの格納容器スプレイにより抑制できる。原子炉格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉設置許可申請書添付書類十「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.241MPa[gage]及び約 124℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉格納容器最高使用圧力（0.283MPa[gage]）及び最高使用温度（132℃）を下回る。</p>	相違なし （泊、大飯、高浜ともに大破断 LOCA の MAAP の適用性が低いため、設計基準事故の解析結果を参照）
2-4) 主な相違				
・泊、大飯、高浜のプラント設備の相違による差異以外で、上記 2-3) に記載した事項以外の主な相違はない				

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）

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
2-5) 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	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格納容器スプレイポンプ	A格納容器スプレイポンプ	B格納容器スプレイポンプ	—
	B格納容器スプレイポンプ	B格納容器スプレイポンプ	A格納容器スプレイポンプ	—
	高圧注入ポンプ	充てん/高圧注入ポンプ	高圧注入ポンプ	—
記載表現の相違	1次冷却系	1次系	1次冷却系	(大飯と同様)
	2次冷却系	2次系	2次冷却系	(大飯と同様)
	動作	作動	動作	(大飯と同様)
	蒸散	蒸散	蒸発	泊では「蒸発」で統一
	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
	エネルギー	エネルギー	エネルギー	(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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>2.7 ECCS 再循環機能喪失</p> <p>2.7.1 事故シナシナグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シナシナグループ内の事故シナシナ</p> <p>事故シナシナグループ「ECCS 再循環機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シナシナは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「大破断 LOCA 時に高圧再循環機能及び低圧再循環機能が喪失する事故」、「中破断 LOCA 時に高圧再循環機能が喪失する事故」及び「小破断 LOCA 時に高圧再循環機能が喪失する事故」である。</p> <p>(2) 事故シナシナグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シナシナグループ「ECCS 再循環機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生し、燃料取替用水ピットを水源とした非常用炉心冷却設備による炉心への注水後に、格納容器再循環サンプを水源とする非常用炉心冷却設備の再循環機能 (ECCS 再循環機能) が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、1次冷却材の保有水量が低下することで炉心の冷却能力が低</p>	<p>2.7 ECCS 再循環機能喪失</p> <p>2.7.1 事故シナシナグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シナシナグループ内の事故シナシナ</p> <p>事故シナシナグループ「ECCS 再循環機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シナシナは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「大破断 LOCA 時に低圧再循環機能が喪失する事故」、「中破断 LOCA 時に高圧再循環機能が喪失する事故」、「中破断 LOCA 時に低圧再循環機能が喪失する事故」、「小破断 LOCA 時に高圧再循環機能が喪失する事故」及び「小破断 LOCA 時に低圧再循環機能が喪失する事故」である。</p> <p>(2) 事故シナシナグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シナシナグループ「ECCS 再循環機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生し、燃料取替用水タンクを水源とした非常用炉心冷却設備による炉心への注水後に、格納容器再循環サンプを水源とする非常用炉心冷却設備の再循環機能 (ECCS 再循環機能) が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、1次冷却材の保有水量が低下することで炉心の冷却能力が低</p>	<p>2.2 高圧注水・減圧機能喪失</p> <p>2.2.1 事故シナシナグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シナシナグループ内の事故シナシナ</p> <p>事故シナシナグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に含まれる事故シナシナは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「過渡事象 + 高圧注水失敗 + 原子炉手動減圧失敗」、②「手動停止 + 高圧注水失敗 + 原子炉手動減圧失敗」及び③「サポート系喪失 + 高圧注水失敗 + 原子炉手動減圧失敗」である。</p> <p>(2) 事故シナシナグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シナシナグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故 (LOCA を除く。) の発生後、高圧注水機能が喪失し、かつ、原子炉減圧機能 (自動減圧機能) が喪失することを想定する。このため、原子炉注水ができず、逃がし安全弁による圧力制御 (逃がし弁機能) に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、</p>	<p>7.1.7 ECCS 再循環機能喪失</p> <p>7.1.7.1 事故シナシナグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シナシナグループ内の事故シナシナ</p> <p>事故シナシナグループ「ECCS 再循環機能喪失」に含まれる事故シナシナは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「大破断 LOCA 時に低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失する事故」、「中破断 LOCA 時に高圧再循環機能が喪失する事故」及び「小破断 LOCA 時に高圧再循環機能が喪失する事故」である。</p> <p>(2) 事故シナシナグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シナシナグループ「ECCS 再循環機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生し、燃料取替用水ピットを水源とした非常用炉心冷却設備による炉心への注水後に、格納容器再循環サンプを水源とする非常用炉心冷却設備の再循環機能 (ECCS 再循環機能) が喪失することを想定する。このため、緩和措置がとられない場合には、1次冷却系保有水量が減少することで炉心が</p>	<p>※本事象はPWR 特有の事故シナシナグループであるが女川の構文を確認するため女川の「高圧注水・減圧機能喪失」を記載</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違 (女川実績の反映)</p> <p>【高浜】 設計の相違</p> <p>・注水非ブースティングプラントであり、高圧再循環に余熱除去系を使用しないため、事故シナシナが異なる (大阪と同様)</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違 (女川実績の反映)</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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>下し、炉心損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、継続して炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行</p>	<p>下し、炉心損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、継続して炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行</p>	<p>原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉が減圧できず高圧のまま炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、高圧注水機能又は原子炉減圧機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>ここで、高圧注水・減圧機能喪失が生じた際の状況を想定すると、事象発生後、重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも、高圧注水に期待せず、設計基準事故対処設備による原子炉減圧にも失敗した後に、重大事故等対処設備によって原子炉を減圧し、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が、原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位がより早く低下することから、事故対応として厳しいと考えられる。このことから、本事故シーケンスグループにおいては、高圧注水機能に期待せず、原子炉減圧機能に対する対策の有効性を評価することとする。</p> <p>なお、高圧注水及び原子炉減圧機能喪失が生じ、重大事故等対処設備の注水手段としては高圧注水のみを期待する事故シーケンスとして、全交流動力電源喪失時の直流電源喪失があり、「2.3.3 全交流動力電源喪失（TBD）」において主に高圧代替注水系の有効性を確認している。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、代替自動減圧回路を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧を行い、原子炉減圧後に低圧炉心スプレイ系及び残</p>	<p>露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、ECCS再循環機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、ECCS再循環機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、格納容器スプレイポンプを用いた代替再循環により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。ま</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実線の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実線の反映）</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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>うことによって除熱を行う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ再循環を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第2.7.1図に、対応手順の概要を第2.7.2図及び第2.7.3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2.7.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち、「2.7.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必</p>	<p>うことによって除熱を行う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ再循環を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第2.7.1.1図に、対応手順の概要を第2.7.1.2図及び第2.7.1.3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2.7.1.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち、「2.7.2(1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策に必要</p>	<p>留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサブプレッションプール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として代替自動減圧回路を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧手段並びに低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサブプレッションプール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第2.2.1図及び第2.2.2図に、手順の概要を第2.2.3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操作手順の関係を第2.2.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び発電所対策本部要員で構成され、合計</p>	<p>た、原子炉格納容器スプレイ設備による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策としてB-格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備し、安定状態に向けた対策として、代替再循環による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策としてA-格納容器スプレイポンプを用いた格納容器スプレイ再循環による原子炉格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第7.1.7.1図に、手順の概要を第7.1.7.2図及び第7.1.7.3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操作手順の関係を第7.1.7.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び災害対策本部要員で構成され、合計</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川 掲載の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川 掲載の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 体制の相違</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）

7.1.7 ECCS再循環機能喪失

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>要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計18名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員10名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は6名である。この必要な要員と作業項目について第2.7.4図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、18名で対処可能である。</p> <p>a. ブラントトリップの確認</p> <p>事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</p> <p>また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。</p> <p>ブラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>b. 安全注入シーケンス作動状況の確認</p> <p>「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。</p> <p>安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p>	<p>な要員は、中央制御室の運転員及び本部要員で構成され、合計18名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視・指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員10名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う本部要員は6名である。この必要な要員と作業項目について第2.7.1.4図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、18名で対処可能である。</p> <p>a. ブラントトリップの確認</p> <p>事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</p> <p>また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。</p> <p>ブラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>b. 安全注入シーケンス作動状況の確認</p> <p>「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。</p> <p>安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、高圧安全注入流量等である。</p>	<p>13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名である。必要な要員と作業項目について第2.2.4図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、13名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。</p> <p>b. 高圧注水機能喪失確認</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。</p> <p>高圧注水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等である。</p> <p>原子炉水位は更に低下し、原子炉水位低（レベル1）で低圧炉心スプレイ</p>	<p>10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、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7.1.7.4図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、10名で対処可能である。</p> <p>a. ブラントトリップの確認</p> <p>事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</p> <p>また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。</p> <p>ブラントトリップを確認するために必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>b. 安全注入シーケンス作動状況の確認</p> <p>「ECCS 作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。</p> <p>安全注入シーケンスの作動状況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る。</p>	<p>・シングルプラントとツインプラントによる相違を除外し、対応機件、要員数ともに同等</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違 ・他事象との整合</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 設備名称の相違</p>

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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>c. 蓄圧注入系動作の確認 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。</p> <p>蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。</p> <p>d. 格納容器スプレイ作動状況の確認 「CVスプレイ作動」警報により格納容器スプレイ信号が発信し、格納容器スプレイが作動していることを確認する。</p> <p>格納容器スプレイ作動状況の確認に必要な計装設備は、格納容器圧力（広域）等である。</p> <p>e. 1次冷却材漏えいの判断 加圧器圧力及び水位の低下、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、格納容器内エリアモニタの上昇等により1次冷却材の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。</p>	<p>c. 蓄圧注入系動作の確認 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。</p> <p>蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。</p> <p>d. 格納容器スプレイ作動状況の確認 「CVスプレイ作動」警報により格納容器スプレイ信号が発信し、格納容器スプレイが作動していることを確認する。</p> <p>格納容器スプレイ作動状況の確認に必要な計装設備は、格納容器広域圧力等である。</p> <p>e. 1次冷却材漏えいの判断 加圧器圧力・水位の低下、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、格納容器内エリアモニタの上昇等により1次冷却材の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。</p>	<p>系及び残留熱除去系（低圧注水モード）が自動起動する。</p> <p>c. 代替自動減圧回路動作確認 原子炉水位低（レベル1）到達の10分後及び低圧炉心スプレイ系ポンプ又は残留熱除去系ポンプ運転時に代替自動減圧回路により、逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が自動で開放し、原子炉が急速減圧される。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉圧力等である。</p> <p>d. 低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 代替自動減圧回路を用いた逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧注水機能の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 低圧注水機能による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、低圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量、残留熱除去系ポンプ出口流量等である。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>e. 残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転 低圧注水機能による原子炉水位維持を確認後、残留熱除去系1系統によりサブプレッションプール水冷却モード運転を開始する。 残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）の運転を確認するた</p>	<p>c. 蓄圧注入系動作の確認 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。</p> <p>蓄圧注入系の動作を確認するために必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）である。</p> <p>d. 格納容器スプレイ作動状況の確認 「CVスプレイ作動」警報により原子炉格納容器スプレイ作動信号が発信し、格納容器スプレイが作動していることを確認する。</p> <p>格納容器スプレイの作動状況を確認するために必要な計装設備は、原子炉格納容器圧力等である。</p> <p>e. 1次冷却材漏えいの判断 加圧器圧力及び水位の低下、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、格納容器内エリアモニタの上昇等により1次冷却材の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。</p>	<p>【大阪 高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪 高浜】 設備名称の相違</p>

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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>f. 再循環自動切換</p> <p>燃料取替用水ピット水位低下により燃料取替用水ピット水位計指示が再循環切替水位（3号炉：12.5%、4号炉：16.0%）以下になれば、非常用炉心冷却設備作動信号との一致で再循環自動切換信号が発信し、格納容器再循環サンプから高圧注入ポンプにより炉心注水する高圧再循環運転及び余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を炉心注水する低圧再循環運転へ移行する。また、格納容器再循環サンプ水位（広域）が56%以上であることを確認する。</p> <p>再循環自動切換に必要な計装設備は、燃料取替用水ピット水位等である。</p> <p>g. 再循環自動切換失敗の判断</p> <p>再循環弁等の動作不調により再循環自動切換失敗と判断する。</p> <p>再循環自動切換失敗の判断に必要な計装設備は、高圧再循環運転は高圧注入流量等であり、低圧再循環運転は余熱除去流量等である。</p> <p>h. 再循環自動切換失敗時の対応</p> <p>再循環自動切換失敗時の対応操作として、再循環機能回復操作、代替再循環運転の準備、蒸気発生器2次側による炉心冷却及び燃料取替用水ピットの補給操作を行う。</p> <p>再循環自動切換失敗時の対応に必要な計装設備は、格納容器再循環サンプ水位（広域）等である。</p>	<p>f. 再循環自動切換</p> <p>燃料取替用水タンク水位低下により16%以下になれば、非常用炉心冷却設備作動信号との一致で再循環自動切換信号が発信し、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を充てん/高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプにより炉心へ注水する再循環運転へ移行する。また、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が67%以上であることを確認する。</p> <p>再循環自動切換に必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等である。</p> <p>g. 再循環自動切換失敗の判断</p> <p>高圧・低圧再循環弁等の動作不調により再循環自動切換失敗と判断する。</p> <p>再循環自動切換失敗の判断に必要な計装設備は、高圧注入は高圧安全注入流量等であり、低圧注入は余熱除去流量等である。</p> <p>h. 再循環自動切換失敗時の対応</p> <p>再循環自動切換失敗時の対応操作として、再循環機能回復操作、代替再循環運転の準備、蒸気発生器2次側による炉心冷却及び燃料取替用水タンクの補給操作を行う。</p> <p>再循環自動切換失敗時の対応に必要な計装設備は、格納容器再循環サンプ広域水位等である。</p>	<p>めに必要な計装設備は、サブプレッショナルプール水温度等である。</p> <p>f. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転</p> <p>残留熱除去系（サブプレッショナルプール水冷却モード）の運転により、サブプレッショナルプール水温が安定することを確認後、サブプレッショナルプール水冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。これにより原子炉は冷温停止状態に移行する。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ出口流量等である。</p>	<p>f. 再循環運転への切替え</p> <p>燃料取替用水ピット水位指示16.5%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）指示71%以上を確認し、再循環運転へ切り替え、再循環運転へ移行する。</p> <p>再循環運転への切替えに必要な計装設備は、燃料取替用水ピット水位等である。</p> <p>g. 再循環運転への切替失敗の判断</p> <p>再循環弁等の動作不調により再循環運転への切替失敗と判断する。</p> <p>再循環運転への切替失敗の判断に必要な計装設備は、高圧再循環運転は高圧注入流量等であり、低圧再循環運転は低圧注入流量等である。</p> <p>h. 再循環運転への切替失敗時の対応</p> <p>再循環運転への切替失敗時の対応操作として、再循環機能回復操作、代替再循環運転の準備、蒸気発生器2次側による炉心冷却及び燃料取替用水ピットの補給操作を行う。</p> <p>再循環運転への切替失敗時の対応に必要な計装設備は、格納容器再循環サンプ水位（広域）等である。</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・泊は再循環運転へ自動切替しない設計となっている（伊方と同様） ・燃料取替用水ピットの切替水位設定の差異</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・泊は再循環運転へ自動切替しない設計となっている（伊方と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・泊は再循環運転へ自動切替しない設計となっている（伊方と同様）</p> <p>【高浜】 設備名称の相違</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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>i. 代替再循環運転による炉心冷却</p> <p>代替再循環運転の準備が完了すれば、A格納容器スプレイポンプによる代替再循環配管（A格納容器スプレイポンプ出口～A余熱除去ポンプ出口連絡ライン）を使用した代替再循環運転による炉心冷却を開始する。</p> <p>代替再循環運転による炉心冷却に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>長期対策として、代替再循環運転による炉心冷却を継続的に行う。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 2. 7. 1)</p> <p>j. 原子炉格納容器の健全性維持</p> <p>長期対策として、B格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ再循環運転により、原子炉格納容器の健全性維持を継続的に行う。</p> <p>原子炉格納容器の健全性維持に必要な計装設備は、格納容器圧力(広域)等である。</p>	<p>i. 代替再循環運転による炉心冷却</p> <p>代替再循環運転の準備が完了すれば、A格納容器スプレイポンプによる代替再循環配管（A格納容器スプレイポンプ出口～A余熱除去ポンプ出口連絡ライン）を使用した代替再循環運転による炉心冷却を開始する。</p> <p>代替再循環運転による炉心冷却に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>長期対策として、代替再循環運転による炉心冷却を継続的に行う。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 2. 7. 1)</p> <p>j. 原子炉格納容器の健全性維持</p> <p>長期対策として、B格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ再循環運転による原子炉格納容器の健全性維持を継続的に行う。</p> <p>原子炉格納容器の健全性維持に必要な計装設備は、格納容器広域圧力等である。</p>	<p>以降、炉心冷却及び格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。</p>	<p>i. 代替再循環運転による炉心冷却</p> <p>代替再循環運転の準備が完了すれば、B格納容器スプレイポンプによる代替再循環配管（B格納容器スプレイポンプ出口～B余熱除去ポンプ出口連絡ライン）を使用した代替再循環運転による炉心冷却を開始する。</p> <p>代替再循環運転による炉心冷却に必要な計装設備は、低圧注入流量等である。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料 7.1.7.1)</p> <p>j. 原子炉格納容器の健全性維持</p> <p>A格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ再循環運転により原子炉格納容器の健全性維持を継続的に行う。</p> <p>原子炉格納容器の健全性維持に必要な計装設備は、原子炉格納容器圧力等である。</p> <p>以降、炉心冷却は、代替再循環運転による注水により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、格納容器スプレイ再循環運転により継続的に行う。</p>	<p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実議の反映） ・注は最後の項目の最後に炉心冷却とCV除熱を継続的に行うことを記載</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>2.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、破断による1次冷却材の流出量が多くなるとともに、再循環切替までの時間が短いことで、再循環切替が失敗する時点での炉心崩壊熱が大きく、炉心冷却時に要求される設備容量及び運転員等操作の観点で厳しくなる「大破断 LOCA 時に高圧再循環機能及び低圧再循環機能が喪失する事故」である。</p> <p>(添付資料 2.7.2)</p> <p>本事故シーケンスグループにおける中破断LOCA又は小破断LOCAを起因とする事故の炉心損傷防止対策として、2次冷却系強制冷却により1次冷却系を減圧させた後、低圧再循環により長期の炉心冷却を確保する手段があるが、この対策の有効性については、「2.6 ECCS 注水機能喪失」において確認している。さらに、その手段に失敗した場合においても、格納容器スプレイポンプによる代替再循環に期待できる。したがって、「大破断 LOCA 時に高圧再循環機能及び低圧再循環機能が喪失する事故」の対策を評価することで、中破断 LOCA 又は小破断 LOCA を起因とする事故を包絡することができる。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、事象初期のブローダウン期間及びリフィル/再冠水期間を除いた炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流、並びに1次冷却系における気液分離・対</p>	<p>2.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、破断による1次冷却材の流出量が多くなるとともに、ECCS 再循環切替までの時間が短いことで、ECCS 再循環切替が失敗する時点での炉心崩壊熱が大きく、炉心冷却時に要求される設備容量及び運転員等操作の観点で厳しくなる「大破断 LOCA 時に低圧再循環機能が喪失する事故」である。</p> <p>(添付資料 2.7.2)</p> <p>本事故シーケンスグループにおける中破断LOCA又は小破断LOCAを起因とする事故の炉心損傷防止対策として、2次冷却系強制冷却により1次冷却系を減圧させた後、低圧再循環により長期の炉心冷却を確保する手段があるが、この対策の有効性については、「2.6 ECCS 注水機能喪失」において確認している。さらに、その手段に失敗した場合においても、格納容器スプレイポンプによる代替再循環に期待できる。したがって、「大破断 LOCA 時に低圧再循環機能が喪失する事故」の対策を評価することで、中破断 LOCA 又は小破断 LOCA を起因とする事故を包絡することができる。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流、並びに1次冷却系における気液分離・対向流及びECCS 強制注入が重要現象となる。よって、これらの現</p>	<p>2.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）+高圧注水失敗+原子炉手動減圧失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ポイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝</p>	<p>7.1.7.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、破断による1次冷却材の流出量が多くなるとともに、再循環切替までの時間が短いことで、再循環切替が失敗する時点での炉心崩壊熱が大きく、炉心冷却時に要求される設備容量及び運転員等操作の観点で厳しくなる「大破断 LOCA 時に低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失する事故」である。</p> <p>(添付資料 7.1.7.2)</p> <p>本事故シーケンスグループにおける中破断LOCA又は小破断LOCAを起因とする事故の炉心損傷防止対策として、2次冷却系強制冷却により1次冷却系を減圧させた後、低圧再循環により長期の炉心冷却を確保する手段があるが、この対策の有効性については、「7.1.6 ECCS 注水機能喪失」において確認している。さらに、その手段に失敗した場合においても、格納容器スプレイポンプによる代替再循環に期待できる。したがって、「大破断 LOCA 時に低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失する事故」の対策を評価することで、中破断 LOCA 又は小破断 LOCA を起因とする事故を包絡することができる。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、事象初期のブローダウン期間及びリフィル/再冠水期間を除いた炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、沸騰・ポイド率変化及び気液分離・対向流、並びに1次冷却系における気液分離・対</p>	<p>相違理由</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実線の反映）</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり（1ページ参照）</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・同上</p> <p>【高浜】 記載方針の相違 ・高浜が中破断 LOCA に対して泊・大阪は大破断 LOCA であり MAAP は事象初期の</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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>向流及びECCS強制注入が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードMAAPにより1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>なお、MAAPについては、事象初期の炉心水位、燃料被覆管温度、原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度の適用性が低いことから、1次冷却系を多数のノードに区分し、質量、運動量及びエネルギー保存則を解くことで、事象初期のブローダウン期間及びリフィル/再冠水期間をより詳細に評価しており、事象初期においては有効性評価よりも厳しい単一故障を想定した条件で評価を実施している原子炉設置許可申請書添付書類十「3.2.1 原子炉冷却材喪失」及び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。 (添付資料 2.7.3)</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、本重要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</p>	<p>象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードMAAPにより1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>なお、MAAPについては、事象初期の炉心水位、燃料被覆管温度及び原子炉格納容器雰囲気温度の適用性が低いことから、設計基準事故「原子炉冷却材喪失」における評価結果を参照する。また、事象初期の原子炉格納容器圧力については、1次冷却系を多数のノードに区分し、質量、運動量及びエネルギー保存則を解くことで、事象初期のブローダウン期間及びリフィル/再冠水期間をより詳細に評価している設計基準事故「原子炉冷却材喪失」における評価結果を参照する。 (添付資料 2.7.3)</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、本重要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</p>	<p>縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに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、気液界面の熱伝達及びサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及びシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シ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</p>	<p>向流及びECCS強制注入が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより1次冷却材圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。</p> <p>なお、MAAPについては、事象初期の炉心水位、燃料被覆管温度、原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度の適用性が低いことから、1次冷却系を多数のノードに区分し、質量、運動量及びエネルギー保存則を解くことで、事象初期のブローダウン期間及びリフィル/再冠水期間をより詳細に評価しており、事象初期においては有効性評価よりも厳しい単一故障を想定した条件で評価を実施している原子炉設置許可申請書添付書類十「3.2.1 原子炉冷却材喪失」及び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。 (添付資料 7.1.4.3)</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、本重要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</p>	<p>適用性が低いため 事象初期の除外を 明確化</p> <p>【高浜】 記載方針の相違 【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大阪、高浜】 評価方針の相違（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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>夕に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>また、MAAP の炉心水位の予測の不確かさに関し、「2.7.3(3) 感度解析」において、MAAP とプラント過渡解析コード M-RELAP5 との比較による評価を実施する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.7.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>(添付資料 2.7.4)</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、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破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとする。また、破断口径は、1次冷却材配管（約0.70m（27.5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</p> <p>ECCS 再循環機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源はあるものとする。</p> <p>外部電源がある場合、非常用炉心</p>	<p>夕に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>また、MAAP の炉心水位の予測の不確かさに関し、「2.7.3(3) 感度解析」において、MAAP とプラント過渡解析コード M-RELAP5 との比較による評価を実施する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.7.2.1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>(添付資料 2.7.4)</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、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破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとする。また、破断口径は、1次冷却材配管（約0.70m（27.5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</p> <p>ECCS 再循環機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源はあるものとする。</p> <p>外部電源がある場合、非常用炉心</p>	<p>評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.2.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、給水流量の全喪失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</p> <p>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できるものとする。</p> <p>外部電源がある場合、事象発生と</p>	<p>する。</p> <p>また、MAAP の炉心水位の予測の不確かさに関し、「7.1.7.3(3) 感度解析」において、MAAP とプラント過渡解析コード M-RELAP5 との比較による評価を実施する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.1.7.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>(添付資料 7.1.7.3)</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、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破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとする。また、破断口径は、1次冷却材配管（約0.70m（27.5インチ））の完全両端破断とする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>ECCS 再循環機能として再循環切替時に低圧注入系及び高圧注入系の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できるものとする。</p> <p>外部電源がある場合、非常用炉心</p>	<p>記載の反映</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違・他事象との整合</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川 記載の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 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）

7.1.7 ECCS再循環機能喪失

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>冷却設備の作動が早くなり、ECCS再循環切替失敗の時期が早くなる。このため、ECCS再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、格納容器スプレイポンプによる代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなる。</p>	<p>冷却設備の作動が早くなり、ECCS再循環切替失敗の時期が早くなる。このため、ECCS再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、格納容器スプレイポンプによる代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなる。</p>	<p>同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いと、炉心冷却上厳しくなる。</p>	<p>冷却設備の作動が早くなり、ECCS再循環切替失敗の時期が早くなる。このため、ECCS再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、格納容器スプレイポンプによる代替再循環への切替操作時間の観点で事象進展が厳しくなる。</p>	
<p>(d) 再循環切替 再循環切替は、燃料取替用水ピット水位低（3号炉：12.5%、4号炉：16.0%）到達時とする。また、同時にECCS再循環切替に失敗するものとする。</p>	<p>(d) 再循環切替 再循環切替は、燃料取替用水タンク水位16%到達時にECCS再循環切替に失敗し、その30分後に代替再循環に成功するものとする。</p>	<p>【参考：原子炉停止機能喪失】 外部電源がある場合、事象発生と同時に給復水及び再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサブプレッションプール水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなる。</p> <p>【ここまで】</p>	<p>(d) 再循環切替 再循環切替は、燃料取替用水ピット水位16.5%到達時とする。また、同時にECCS再循環切替に失敗するものとする。</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・燃料取替用水ピット（タンク）の切替水位設定の差異 【高浜】 記載方針の相違</p>
<p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p>
<p>(a) 非常用炉心冷却設備作動信号 非常用炉心冷却設備作動信号は「原子炉圧力低」信号により発信するものとする。また、12.04MPa[gage]を作動限界値とし、応答時間は0秒とする。</p>	<p>(a) 非常用炉心冷却設備作動信号 非常用炉心冷却設備作動信号は「原子炉圧力異常低」信号により発信するものとする。また、11.36MPa[gage]を作動限界値とし、応答時間は0秒とする。</p>	<p>(b) 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能 原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位低（レベル2）信号により再循環ポンプ2台全てを自動停止するものとする。</p>	<p>(b) 非常用炉心冷却設備作動信号 非常用炉心冷却設備作動信号は「原子炉圧力異常低」信号により発信するものとする。また、11.36MPa[gage]を作動限界値とし、応答時間は0秒とする。</p>	<p>【大阪】 設計の相違</p>
<p>(b) 原子炉格納容器スプレイ作動信号 原子炉格納容器スプレイ作動信号は「原子炉格納容器圧力異常高」信号により発信するものとする。また、0.205MPa[gage]を作動限界値とし、応答時間は0秒とする。</p>	<p>(b) 原子炉格納容器スプレイ作動信号 原子炉格納容器スプレイ作動信号は「原子炉格納容器圧力異常高」信号により発信するものとし、0.136MPa[gage]を作動限界値とする。また、応答時間は0秒とする。</p>	<p>(c) 原子炉減圧機能 逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、逃がし安全弁による原子炉手動減圧に失敗することを想定する。代替自動減圧回路を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧は、原子炉水位低（レベ</p>	<p>(c) 原子炉格納容器スプレイ作動信号 原子炉格納容器スプレイ作動信号は「原子炉格納容器圧力異常高」信号により発信するものとする。また、0.136MPa[gage]を作動限界値とし、応答時間は0秒とする。</p>	<p>【大阪】 設計の相違</p>
<p>(c) 高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ</p>	<p>(c) 充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ</p>		<p>(d) 高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ</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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>高压注入ポンプ及び余熱除去ポンプはそれぞれ2台動作し、最大注入特性（高压注入特性（0m³/h～約360m³/h、0MPa[gage]～約15.8MPa[gage]）、低压注入特性（0m³/h～約2,500m³/h、0MPa[gage]～約1.5MPa[gage]）で炉心へ注水するものとする。</p> <p>最大注入特性とすることにより、燃料取替用水ピットの水位低下が早くなる。このため、ECCS 再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、格納容器スプレイポンプによる代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなる。</p> <p>(d) 格納容器スプレイポンプ</p> <p>格納容器スプレイポンプは2台動作し、設計値に余裕を考慮した最大流量で原子炉格納容器内に注水するものとする。また、代替再循環時には1台動作し、設計値に余裕を考慮した最大流量で原子炉格納容器内に注水するものとする。</p> <p>最大流量とすることにより、燃料取替用水ピットの水位低下が早くなる。このため、ECCS 再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、格納容器スプレイポンプによる代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなる。</p>	<p>充てん/高压注入ポンプ及び余熱除去ポンプはそれぞれ2台動作し、最大注入特性（高压注入特性（標準値：0m³/h～約350m³/h、0MPa[gage]～約15.6MPa[gage]）、低压注入特性（標準値：0m³/h～約1,820m³/h、0MPa[gage]～約1.3MPa[gage]）で炉心へ注水するものとする。</p> <p>最大注入特性とすることにより、燃料取替用水タンクの水位低下が早くなる。このため、ECCS 再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、格納容器スプレイポンプによる代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなる。</p> <p>(d) 格納容器スプレイポンプ</p> <p>格納容器スプレイポンプは2台動作し、設計値に余裕を考慮した最大流量で原子炉格納容器内に注水するものとする。また、代替再循環時には1台動作し、設計値に余裕を考慮した最大流量で原子炉格納容器内に注水するものとする。</p> <p>最大流量とすることにより、燃料取替用水タンクの水位低下が早くなる。このため、ECCS 再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、格納容器スプレイポンプによる代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなる。</p>	<p>ル1) 到達から10分後に開始し、逃がし安全弁（自動減圧機能）2個により原子炉減圧する。容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。</p> <p>(d) 低压炉心スプレイ系</p> <p>原子炉水位低（レベル1）到達後、低压炉心スプレイ系が自動起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に、1,050m³/h（0.78MPa[dif]において）（最大1,135m³/h）にて原子炉注水する。</p>	<p>炉心への注水は、再循環切替前は高压注入ポンプ及び余熱除去ポンプはそれぞれ2台動作し、再循環切替時点でECCS 再循環機能が喪失するものとする。また、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（高压注入特性（0m³/h～約350m³/h、0MPa[gage]～約15.7MPa[gage]）、低压注入特性（0m³/h～約1,820m³/h、0MPa[gage]～約1.3MPa[gage]）で炉心へ注水するものとする。</p> <p>最大注入特性とすることにより、燃料取替用水ピットの水位低下が早くなる。このため、ECCS 再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、格納容器スプレイポンプによる代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなる。</p> <p>(e) 格納容器スプレイポンプ</p> <p>再循環切替前は、格納容器スプレイとして格納容器スプレイポンプ2台を最大流量で使用するものとする。再循環切替後は、1台を代替再循環による炉心注水として一定流量で使用し、もう1台を格納容器スプレイとして最大流量で使用するものとする。</p> <p>最大流量とすることにより、燃料取替用水ピットの水位低下が早くなる。このため、ECCS 再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、格納容器スプレイポンプによる代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなる。</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・ECCS 再循環機能喪失までの動作を想定するため、記載を明確化（伊方と同様） 【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・再循環切替後の格納容器スプレイポンプ2台の使用法について記載を明確化（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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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) 補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の60秒後に4基の蒸気発生器に合計370m³/hの流量で注水するものとする。</p> <p>(f) 蓄圧タンク 蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、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。 蓄圧タンクの保持圧力 (最低保持圧力) 4.04MPa[gage] 蓄圧タンクの保有水量 (最低保有水量) 26.9m³ (1基当たり)</p> <p>(g) 代替再循環 格納容器スプレイポンプ1台動作による代替再循環時の炉心への注水流量は、ECCS再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱に相当する蒸散量を上回る流量として、200m³/hを設定する。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」を示す分類にしたがって以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 格納容器スプレイポンプによる代替再循環は、現場での電源投入や中央制御室での代替再循環開始操作等に余裕を考慮して、ECCS再循環</p>	<p>(e) 補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達の60秒後に3基の蒸気発生器に合計280m³/hの流量で注水するものとする。</p> <p>(f) 蓄圧タンク 蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、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。 蓄圧タンクの保持圧力 (最低保持圧力) 4.04MPa[gage] 蓄圧タンクの保有水量 (最低保有水量) 29.0m³ (1基当たり)</p> <p>(g) 代替再循環 格納容器スプレイポンプ1台動作による代替再循環時の炉心への注水流量は、ECCS再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱に相当する蒸散量を上回る流量として、200m³/hを設定する。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」を示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 格納容器スプレイポンプによる代替再循環は、現場での電源投入や中央制御室での代替再循環開始操作等に余裕を考慮して、ECCS再循環</p>	<p>(e) 残留熱除去系(低圧注水モード) 原子炉水位低(レベル1)到達後、残留熱除去系(低圧注水モード)3系統が自動起動し、逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉減圧後に、1系統当たり1,136m³/h(0.14MPa[diff]において)(最大1,191m³/h)にて原子炉注水する。</p> <p>(f) 残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード) 残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)及び残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)は、自動起動した残留熱除去系(低圧注水モード)のうち、それぞれ1系統を切り替えるものとする。伝熱容量は、熱交換器1基当たり約8.8MW(サブプレッションプール水温又は原子炉冷却材温度52℃、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 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」を示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)運転操作は、原子炉水位高(レベル8)を確認後、開始する。</p>	<p>(f) 補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の60秒後に3基の蒸気発生器に合計150m³/hの流量で注水するものとする。</p> <p>(g) 蓄圧タンク 蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、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。 蓄圧タンクの保持圧力 (最低保持圧力) 4.04MPa[gage] 蓄圧タンクの保有水量 (最低保有水量) 29.0m³ (1基当たり)</p> <p>(h) 代替再循環 格納容器スプレイポンプ1台動作による代替再循環時の炉心への注水流量は、ECCS再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱に相当する蒸散量を上回る流量として、200m³/hを設定する。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」を示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 格納容器スプレイポンプによる代替再循環は、現場及び中央制御室での代替再循環開始操作等に余裕を考慮して、ECCS再循環切替失敗</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・泊は指針を満足する範囲で設計の合理化を図ったためポンプ容量が小さい</p> <p>【大阪】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・油は代替再循環の系</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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>環切替失敗から30分後に開始するものとする。なお、運用上は「2.7.3(3) 感度解析」に示すとおり、MAAPの炉心水位の予測の不確かさを考慮し、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を実際に見込まれる操作時間であるECCS再循環切替失敗から15分後（訓練実績：11分）までに開始する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第2.7.3図に、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第2.7.5図から第2.7.12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2.7.13図から第2.7.16図に示す。</p>	<p>環切替失敗から30分後に開始するものとする。なお、運用上は「2.7.3(3) 感度解析」に示すとおり、MAAPの炉心水位の予測の不確かさを考慮し、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を実際に見込まれる操作時間であるECCS再循環切替失敗から15分後（訓練実績：12分）までに開始する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第2.7.1.3図に、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の1次系パラメータの推移を第2.7.2.1図から第2.7.2.8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2.7.2.9図から第2.7.2.12図に示す。</p>	<p>(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作は、原子炉圧力が1.04MPa[gage]まで低下したことを確認後、事象発生12時間後に開始する。 （添付資料2.2.1）</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）*、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内保有水量の推移を第2.2.5図から第2.2.10図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.2.11図から第2.2.16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2.2.17図から第2.2.20図に示す。</p> <p>※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位よ</p>	<p>から30分後に開始する。なお、運用上は「7.1.7.3(3) 感度解析」に示すとおり、MAAPの炉心水位の予測の不確かさを考慮し、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を実際に見込まれる操作時間であるECCS再循環切替失敗から15分後（訓練実績：13分）までに開始する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シーケンスの事象進展を第7.1.7.3図に、原子炉容器内水位、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第7.1.7.5図から第7.1.7.12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7.1.7.13図から第7.1.7.16図に示す。</p>	<p>統構成では現場での電源投入は不要（伊方と同様）</p> <p>【大阪、高浜】記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>・操作条件の記載の語尾を「する」に統一</p> <p>【大阪、高浜】訓練実績時間の相違（訓練実績13分については女海3/4号炉と同様）</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）

7.1.7 ECCS再循環機能喪失

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>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、破断口からの1次冷却材の流出により、1次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止するとともに、「原子炉圧力低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が動作する。このため、炉心は一時的に露出するが、炉心注水が開始されることにより再び冠水状態となる。</p> <p>燃料取替用水ビット水位が低下し、事象発生約17分後に格納容器再循環サンプ側への水源切替えを行うが、ECCS再循環への切替えに失敗することで原子炉容器内水位は低下する。しかし、ECCS再循環切替失敗の30分後に、格納容器スプレイポンプを用いた代替再循環による炉心への注水を実施することで炉心水位は回復する。</p>	<p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、破断口からの1次冷却材の流出により、1次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止するとともに、「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動する。このため、炉心は一時的に露出するが、炉心注水が開始されることにより再び冠水状態となる。</p> <p>燃料取替用水タンク水位が低下し、事象発生約19分後に格納容器再循環サンプ側への水源切替えを行うが、ECCS再循環への切替えに失敗することで原子炉容器内水位は低下する。しかし、ECCS再循環切替失敗の30分後に、格納容器スプレイポンプを用いた代替再循環による炉心への注水を実施することで炉心水位は回復する。</p>	<p>り、見かけ上高めの水位となる。一方、ECCSの起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。</p> <p>なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。原子炉水位計（燃料域）は、シュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉はスクラムするが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系の起動に失敗し、原子炉水位低（レベル1）で低压炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低压注水モード）3系統が起動する。原子炉水位低（レベル1）到達の10分後に代替自動減圧回路により、逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が開き、原子炉が急速減圧される。原子炉減圧後に、低压炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低压注水モード）3系統による原子炉注水が開始される。</p> <p>再循環ポンプについては、原子炉水位低（レベル2）で2台全てがトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル2）で全開する。</p> <p>原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低压炉心スプレイ系及び残留熱除去</p>	<p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、破断口からの1次冷却材の流出により、1次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止するとともに、「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が動作する。このため、炉心は一時的に露出するが、炉心注水が開始されることにより再び冠水状態となる。</p> <p>燃料取替用水ビット水位が低下し、事象発生約19分後に格納容器再循環サンプ側への水源切替えを行うが、ECCS再循環への切替えに失敗することで原子炉容器内水位は低下する。しかし、ECCS再循環切替失敗の30分後に、格納容器スプレイポンプを用いた代替再循環による炉心への注水を実施することで炉心水位は回復する。</p>	<p>【大綱】 設計の相違</p> <p>【大綱】 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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>(添付資料 2.7.5、2.7.10)</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は破断直後の炉心露出により一時的に上昇するが、第2.7.12 図に示すとおり、非常用炉心冷却設備による炉心注水により低下する。非常用炉心冷却設備の性能は、原子炉設置許可申請書添付書類十「3.2.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管のスプリット破断を仮</p>	<p>(添付資料 2.7.5)</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は破断直後の炉心露出により一時的に上昇するが、第2.7.2.8 図に示すとおり、非常用炉心冷却設備による炉心注水により低下する。非常用炉心冷却設備の性能は、設計基準事故「原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この</p>	<p>系（低圧注水モード）3系統による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から噴霧流冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）3系統による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部ブレンラム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。</p> <p>また、炉心が再冠水した以降は、残留熱除去系を用いた原子炉圧力容器及び格納容器除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第2.2.11 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 749℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量</p>	<p>原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材により、原子炉格納容器圧力及び温度は上昇する。そのため、原子炉格納容器スプレイ設備による原子炉格納容器除熱を行う。</p> <p>(添付資料 7.1.7.4)</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は破断直後の炉心露出により一時的に上昇するが、第7.1.7.12 図に示すとおり、非常用炉心冷却設備による炉心注水により低下する。非常用炉心冷却設備の性能は、原子炉設置許可申請書添付書類十「3.2.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・原子炉格納容器の事象進展についても記載</p> <p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大阪】</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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>定した解析で評価しており、この場合でも燃料被覆管の最高温度は約984℃であり、燃料被覆管の酸化量は約0.4%である。このため、本事象においても燃料被覆管最高温度1,200℃、燃料被覆管の酸化量15%以下である。</p> <p>1次冷却材圧力は第2.7.5図に示すとおり、初期値(約15.6MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る。</p> <p>原子炉格納容器圧力及び温度は、第2.7.15図及び第2.7.16図に示すとおり、事象発生直後からの格納容器スプレイにより抑制できる。格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉設置許可申請書添付書類十「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.308MPa[gage]及び約132℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力(0.39MPa[gage])及び最高使用温度(144℃)を下回る。</p>	<p>場合でも燃料被覆管の最高温度は約1,044℃であり、燃料被覆管の酸化量は約4.0%である。このため、本事象においても燃料被覆管最高温度1,200℃、燃料被覆管の酸化量15%以下である。</p> <p>1次系冷却材圧力は第2.7.2.1図に示すとおり、初期値(約15.6MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る。</p> <p>原子炉格納容器圧力及び温度は第2.7.2.11図及び第2.7.1.12図に示すとおり、事象発生直後からの格納容器スプレイにより抑制できる。格納容器スプレイ設備の性能は、設計基準事故「原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.249MPa[gage]及び約125℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。</p>	<p>は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第2.2.5図に示すとおり、逃がし安全弁(逃がし弁機能)の作動により、約7.39MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、約7.69MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。</p> <p>原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.034MPa[gage]及び約83℃に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p>	<p>仮定した解析で評価しており、この場合でも燃料被覆管の最高温度は約1,044℃であり、燃料被覆管の酸化量は約4.6%である。このため、本事象においても燃料被覆管最高温度1,200℃、燃料被覆管の酸化量15%以下である。</p> <p>1次冷却材圧力は第7.1.7.5図に示すとおり、初期値(約15.6MPa[gage])以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、1次冷却材圧力と1次冷却材ポンプ吐出部との差(高々約0.6MPa)を考慮しても、約16.2MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍(20.592MPa[gage])を十分下回る。</p> <p>原子炉格納容器圧力及び温度は、第7.1.7.15図及び第7.1.7.16図に示すとおり、事象発生直後からの格納容器スプレイにより抑制できる。原子炉格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉設置許可申請書添付書類十「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.241MPa[gage]及び約124℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉格納容器最高使</p>	<p>解析条件の相違 【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違(女川 現地の反映) 【大阪】 解析結果の相違 【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・泊は既許可の設置 変更許可申請書の 記載値の桁数が多い</p> <p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違(女川 実地の反映) 【大阪、高浜】 解析結果の相違 【大阪】</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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>第2.7.14図に示すように、格納容器再循環サンプル水温度は低下傾向を示し、炉心は安定して冷却されており、事象発生の約2.0時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も格納容器スプレイポンプによる代替再循環を継続することにより、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.7.6)</p>	<p>第2.7.2.10図に示すように、格納容器再循環サンプル水温度は低下傾向を示し、炉心は安定して冷却されており、事象発生の約4.5時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も格納容器スプレイポンプによる代替再循環を継続することにより、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.7.6)</p>	<p>第2.2.6図に示すとおり、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水モード)による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、12時間後に残留熱除去系による原子炉圧力容器及び格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.2.2)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。</p> <p>第7.1.7.14図に示すように、格納容器再循環サンプル水温度は低下傾向を示し、炉心は安定して冷却されており、事象発生の約4.9時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も格納容器スプレイポンプによる代替再循環を継続することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>(添付資料7.1.7.5)</p>	<p>設計の相違</p> <p>【大阪 高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪 高浜】 記載方針の相違(女川実議の反映)</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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>2.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、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>本重要事故シーケンスは、運転員等操作である格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作により炉心を冷却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、ECCS 再循環切替失敗の30分後を起点とする格納容器スプレイポンプによる代替再循環とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデル、並びに</p>	<p>2.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、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>本重要事故シーケンスは、運転員等操作である格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作により炉心を冷却ことが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、ECCS 再循環切替失敗の30分後を起点とする格納容器スプレイポンプによる代替再循環とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデル、並びに</p>	<p>2.2.3 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>高圧注水・減圧機能喪失では、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失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、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃</p>	<p>7.1.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、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>ECCS 再循環機能喪失では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生し、燃料取替用水ピットを水源とした非常用炉心冷却設備による炉心への注水後に、格納容器再循環サンプを水源とする非常用炉心冷却設備の再循環機能（ECCS 再循環機能）が喪失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、ECCS 再循環切替失敗の30分後を起点とする格納容器スプレイポンプによる代替再循環とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデル、並びに</p>	<p>【大阪、高浜】 評価方針の相違（女川実線の反映） 【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実線の反映） 【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実線の反映） ・操作の特徴ではなく事故の特徴について記載 【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実線の反映）</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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルの不確かさについては、「2.7.3(3) 感度解析」にて評価している。</p>	<p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルの不確かさについては、「(3) 感度解析」にて評価している。</p>	<p>高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、原子炉注水は代替自動減圧回路を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧並びに低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）3系統の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（冠水後の流量調整操作）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>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、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体</p>	<p>1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルの不確かさについては、「7.1.7.3(3) 感度解析」にて評価している。</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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデル、並びに1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルの不確かさについては、「2.7.3(3) 感度解析」にて評価している。</p>	<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデル、並びに1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルの不確かさについては、「(3) 感度解析」にて評価している。</p>	<p>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おり、また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。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、その差異は小さく、また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.2.3)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>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</p>	<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデル、並びに1次冷却系における気液分離・対向流に係る流動様式の解析モデルの不確かさについては、「7.1.7.3(3) 感度解析」にて評価している。</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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>(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2.7.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等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としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び破断口径に関する影響評価の結果を以下に示す。</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2.7.2.1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としている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱(標準値)及び破断口径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、燃料取替用水タンク水量、充てん/高圧注入ポンプ注入特性及び余</p>	<p>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、実機体系においてはこの解析で確認し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、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>(添付資料 2.2.3)</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2.2.2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>(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7.1.7.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、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及び破断口径に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川 基礎の反映）</p> <p>【高浜】 記載内容の相違 ・泊は個別解析のため、標準値に係る記載をしない（大阪と</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、炉心注水流量が多くなることで、再循環切替水位に到達する時間が早くなる。しかし、事象発生後の1次冷却材圧力は原子炉格納容器圧力に支配され、崩壊熱の変動による炉心注水流量への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>熱除去ポンプ注入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崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、炉心注水流量が多くなることで、再循環切替水位に到達する時間が早くなる。しかし、事象発生後の1次冷却材圧力は原子炉格納容器圧力に支配され、崩壊熱の変動による炉心注水流量への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>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は代替自動減圧回路を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧並びに低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水モード)3系統の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約31GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、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、残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)への移行は冠水後の操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の炉心流量、原子炉水位、サブプレッションプール水位及び</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、1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなり、炉心注水流量が多くなることで、再循環切替水位に到達する時間が早くなる。しかし、事象発生後の1次冷却材圧力は原子炉格納容器圧力に支配され、炉心崩壊熱の変動による炉心注水流量への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>同様)</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違(女川実績の反映)</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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>破断口径を最確値とした場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、破断口からの1次冷却材の流出流量が少なくなり、炉心注水流量が減少する。このため、再循環切替水位に到達する時間が遅くなるため、その後に生じるECCS再循環切替失敗を起点とする格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転の開始が遅くなる。</p>	<p>破断口径を最確値とした場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、破断口からの1次冷却材の流出流量が少なくなり、炉心注水流量が減少する。このため、再循環切替水位に到達する時間が遅くなるため、その後に生じるECCS再循環切替失敗を起点とする格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転の開始が遅くなる。</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、大破断LOCAであることから、2次系からの冷却効果はわずかであり、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>燃料取替用水タンク水量を最確値とした場合、解析条件で設定している燃料取替用水タンク水量より少なくなるため、再循環切替水位に到達する時間が早くなる。このため、その後に生じるECCS再循環切替失敗を起点とする格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転の開始が早くなるが、その差は小さいため、運転員等操作時間に与える</p>	<p>格納容器圧力は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低(レベル2)の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。</p> <p>なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水モード)は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.2.3)</p>	<p>事故条件の破断口径の変動を考慮した場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、破断口からの1次冷却材の流出流量が少なくなり、炉心注水流量が減少する。このため、再循環切替水位に到達する時間が遅くなるため、その後に生じるECCS再循環切替失敗を起点とする格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転の開始が遅くなるが、操作手順(ECCS再循環切替失敗を判断後に代替再循環運転の準備開始)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>【大阪、高浜】 記載表現の相違(女川実績の反映) 【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・文意を他事故シナシス同様明確化(伊方と同様)</p> <p>【大阪、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いて詳細に記載</p> <p>【高浜】 評価方針の相違 ・泊は個別解析のため不確かさの影響評価の対象外(大阪と同様)</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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下し、1次冷却系保有水量の低下が抑制される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>影響は小さい。</p> <p>充てん/高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの注入特性を最確値とした場合、解析条件で設定している1次系への注水流量より少なくなるため、燃料取替用水タンクの水位低下が遅くなり、再循環切替水位に到達する時間が遅くなる。このため、その後が生じるECCS再循環切替失敗を起点とする格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転の開始が遅くなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下し、1次系保有水量の低下が抑制される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42.0kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したのとしており、その最確条件は平均的燃焼度約31GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きく</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、1次冷却材の蒸散率が低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>破断口径を最確値とした場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、1次冷却材の流出流量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>破断口径を最確値とした場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、1次冷却材の流出流量が少なくなり、1次系保有水量の低下が抑制される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>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、大破断 LOCA であることから、2次系からの冷却効果はわずかであり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>燃料取替用水タンク水量を最確値とした場合、解析条件で設定している水量より少なくなるため、再循環切替水位に到達する時間が早くなるが、再循環切替水位到達時点の崩壊熱の違いによる1次冷却材の蒸散量への影響は小さく、炉心水位の低下に与える影響は小さいため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>充てん/高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの注入特性を最確値とした場合、解析条件で設定している1次系への注水流量より少なく</p>	<p>なる。</p> <p>初期条件の炉心流量、原子炉水位、サブプレッションプール水位及び格納容器圧力は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低(レベル2)の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、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>なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給される。</p> <p>機器条件の低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 2.2.3)</p>	<p>事故条件の破断口径の変動を考慮した場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、1次冷却材の流出流量が少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・文意を他事故シーケンスと同様明確化（伊方と同様）</p> <p>【高浜】 評価方針の相違 ・泊は個別解析のため不確かさの影響評価の対象外（大阪と同様）</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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>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>格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転は、第2.7.4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>なるため、燃料取替用水タンクの水位低下が遅くなり、再循環切替水位に到達する時間が遅くなる。このため、ECCS 再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が小さくなり、1次系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>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>格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転は、第2.7.1.4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>【参考：女川「全交流動力電源喪失(TBU)」】</p> <p>操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生15分後に注水開始を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、高圧注水機能喪失の認知に係る確認時</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。当該操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く。)の不確かさにより操作開始時間は早まる可能性があるが、中央制御室で行う操作であることから、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>操作条件の格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転開始は、解析上の操作開始時間として、再循環切替失敗の30分後に開始する設定としている。運転員等操作時間に与える影響として、格納容器スプレイ再循環切替成功確認並びに高圧及び低圧再循環切替失敗確認、高圧及び低圧再循環機能回復操作、格納容器スプレイポンプによる代替再循環切替操作時間は、時間余裕を含めて設定されており、代替再循環開始時間も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>【大阪、高浜】 評価方針の相違(女川実録の反映)</p> <p>【大阪、高浜】 評価方針の相違(女川実録の反映)</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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転は、解析上の開始時間と運用として実際に見込まれる操作開始時間の差異等により操作時間が早くなる場合、代替再循環開始時の炉心崩壊熱は高くなるため1次冷却系保有水の低下が早まるが、代替再循環運転により1次冷却系保有水量は回復することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>一方、破断口径等の不確かさにより、破断口からの1次冷却材の流出量が少なくなるとともに、燃料取替用水ピットの水位低下が遅くなるため、再循環切替水位への到達が遅くなり、ECCS 再循環切替失敗時点における炉心崩壊熱が小さくなる。このため、1次冷却系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>間及び高圧代替注水系による原子炉注水の操作時間は、時間余裕を含めて設定されており、原子炉への注水開始時間も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>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、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>【ここまで】</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転は、解析上の開始時間と運用として実際に見込まれる開始時間の差異により操作時間が早くなる場合、代替再循環開始時の炉心崩壊熱は高くなるため1次系保有水の低下が早まるが、代替再循環運転により1次系保有水量は回復することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>一方、破断口径及び充てん/高圧注入ポンプ等の注入特性の不確かさにより、破断口からの1次冷却材の流出量が少なくなるとともに、燃料取替用水タンクの水位低下が遅くなるため、再循環切替水位への到達が遅くなり、ECCS 再循環切替失敗時点における炉心崩壊熱が小さくなる。このため、1次系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余</p>	<p>(添付資料 2.2.3)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の残留熱除去系(サブレーションプール水冷却モード)の運転操作は、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>(添付資料 2.2.3)</p>	<p>なお、この操作を行う運転員等は、他の操作との重複がないことから、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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転開始は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、その場合代替再循環開始時の炉心崩壊熱は高くなるため1次冷却系保有水の低下が早まるが、代替再循環運転により1次冷却系保有水量は回復することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>一方、破断口径等の不確かさにより、破断口からの1次冷却材の流出量が少なくなるとともに、燃料取替用水ピットの水位低下が遅くなるため、再循環切替水位への到達が遅くなり、ECCS 再循環切替失敗時点における炉心崩壊熱が小さくなる。このため、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実装の反映）</p> <p>【高浜】 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）

7.1.7 ECCS再循環機能喪失

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>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、並びに1次冷却系における気液分離・対向流の不確かさについては、「2.7.3(3) 感度解析」にて評価しており、評価項目に与える影響は小さい。</p> <p>(3) 感度解析</p> <p>MAAPにおける重要現象の不確かさのうち、炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、並びに1次冷却系における気液分離・対向流による炉心水位の予測に関する不確かさを確認するため、M-RELAP5による感度解析を実施した。</p> <p>その結果、第2.7.17図に示すとおり、MAAPはM-RELAP5より約15分炉心露出を遅めに予測する傾向を確認した。また、M-RELAP5によりECCS再循環切替失敗から15分後に代替再循環を開始した場合の感度解析を実施した。その結果、第2.7.18図に示すとおり、ECCS再循環切替失敗後において、炉心は露出せず、燃料被覆管温度は上昇しない結果となった。よって、本重要事故シナリオにおいては、炉心露出の予測に対する不確かさと</p>	<p>裕は大きくなる。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、並びに1次冷却系における気液分離・対向流の不確かさについては、「(3) 感度解析」にて評価しており、評価項目に与える影響は小さい。</p> <p>(3) 感度解析</p> <p>MAAPにおける重要現象の不確かさのうち、炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、並びに1次冷却系における気液分離・対向流による炉心水位の予測に関する不確かさを確認するため、本重要事故シナリオにおいてM-RELAP5による感度解析を実施した。</p> <p>【参考：女川「原子炉停止機能喪失」】</p> <p>解析条件の不確かさにより、初期条件の外部水源の温度が最確条件のうち最低温度となる場合は、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、本重要事故シナリオにおいて感度解析を行う。感度解析は、復水貯蔵タンクの設計上の最低使用温度である10℃で実施する。</p> <p>【ここまで】</p> <p>その結果、第2.7.3.1図に示すとおり、MAAPはM-RELAP5より約15分炉心露出を遅めに予測する傾向を確認した。また、M-RELAP5によりECCS再循環切替失敗から15分後に実施した場合の感度解析を実施した。その結果、第2.7.3.2図に示すとおり、ECCS再循環切替失敗後において、炉心は露出せず、燃料被覆管温度は上昇しない結果となった。よって、本重要事故シナリオにおいては、炉心露出の予測に対する不確かさと</p>	<p>(3) 感度解析</p> <p>本重要事故シナリオでは、安全機能の喪失に対する仮定に従い、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）3系統による原子炉注水に期待した評価を実施している。仮に、注水流量が小さくなり、かつ、注水圧力の最大値が低く原子炉減圧後の注水開始が遅くなる場合を想定し、残留熱除去系（低圧注水モード）1系統のみに期待した場合の感度解析を実施した。</p> <p>その結果、第2.2.21図から第2.2.24図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約797℃となり、「2.2.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約749℃に比べて上昇するもの、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となることから、評価項目を満足する。</p> <p>(添付資料2.2.4)</p>	<p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、並びに1次冷却系における気液分離・対向流の不確かさについては、「7.1.7.3(3) 感度解析」にて評価しており、評価項目に与える影響は小さい。</p> <p>(3) 感度解析</p> <p>MAAPにおける重要現象の不確かさのうち、炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、並びに1次冷却系における気液分離・対向流による炉心水位の予測に関する不確かさを確認するため、本重要事故シナリオにおいてM-RELAP5による感度解析を実施した。</p> <p>その結果、第7.1.7.17図に示すとおり、MAAPはM-RELAP5より約15分炉心露出を遅めに予測する傾向を確認した。また、M-RELAP5によりECCS再循環切替失敗から15分後に代替再循環を開始した場合の感度解析を実施した。その結果、第7.1.7.18図に示すとおり、ECCS再循環切替失敗後において、炉心は露出せず、燃料被覆管温度は上昇しない結果となった。よって、本重要事故シナリオにおいては、炉心露出の予測に対する不確かさと</p>	<p>【大阪】 記載表現の相違（女川記載の反映）</p> <p>【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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>して、15分を考慮するものとする。なお、本評価では、MAAPによって算出された原子炉格納容器圧力等を境界条件として用いているが、両コードの計算結果から得られる原子炉格納容器内へ放出されるエネルギーの差から見積もられる原子炉格納容器圧力の差はわずかであることから、M-RELAP5の炉心露出の予測に与える影響は軽微である。</p> <p>MAAPにおける重要現象の不確かさのうち、炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、並びに1次冷却系における気液分離・対向流の不確かさとして、炉心露出を約15分遅く評価する可能性があることから、実際の炉心露出に対する余裕が小さくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる。これを踏まえて、格納容器スプレイポンプによる代替再循環の開始操作については、解析上の操作開始時間に対して、運用上実際に見込まれる操作開始時間を15分早くしている。このため、炉心露出することはなく、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) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内で操作時間余裕を評価する。</p> <p>格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作の実施時間に対する時間余裕を確認するため、燃料被覆管温度評価の観点から、運用上実際に見込まれる操作開始時間である ECCS 再循環切替失敗から 15 分後に実施する格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作に対し</p>	<p>さとして、15分を考慮するものとする。なお、同評価では、MAAPによって算出された原子炉格納容器圧力等を境界条件として用いているが、両コードの計算結果から得られる原子炉格納容器内へ放出されるエネルギーの差から見積もられる原子炉格納容器圧力の差はわずかであることから、M-RELAP5の炉心露出の予測に与える影響は軽微である。</p> <p>MAAPにおける重要現象の不確かさのうち、炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、並びに1次冷却系における気液分離・対向流の不確かさとして、炉心露出を約15分遅く評価する可能性があることから、実際の炉心露出に対する余裕が小さくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる。これを踏まえて、格納容器スプレイポンプによる代替再循環の開始操作については、解析上の操作開始時間に対して、運用上実際に見込まれる操作開始時間を15分早くしている。このため、炉心露出することはなく、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) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内で操作時間余裕を評価する。</p> <p>格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作の実施時間に対する時間余裕を確認するため、燃料被覆管温度評価の観点から、運用上実際に見込まれる操作開始時間である ECCS 再循環切替失敗から 15 分後に実施する格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作に対し</p>	<p>(4) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)の運転操作については、サブプレッションプール水冷却モード運転開始までの時間は事象発生から約45分後であり、操作開始が遅れる場合においても、格納容器圧力が0.427MPa[gage]に到達するまでの時間</p>	<p>さとして、15分を考慮するものとする。なお、本評価では、MAAPによって算出された原子炉格納容器圧力等を境界条件として用いているが、両コードの計算結果から得られる原子炉格納容器内へ放出されるエネルギーの差から見積もられる原子炉格納容器圧力の差はわずかであることから、M-RELAP5の炉心露出の予測に与える影響は軽微である。</p> <p>MAAPにおける重要現象の不確かさのうち、炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、並びに1次冷却系における気液分離・対向流の不確かさとして、炉心露出を約15分遅く評価する可能性があることから、実際の炉心露出に対する余裕が小さくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる。これを踏まえて、格納容器スプレイポンプによる代替再循環の開始操作については、解析上の操作開始時間に対して、運用上実際に見込まれる操作開始時間を15分早くしている。このため、炉心露出することはなく、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) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転開始について、格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作の開始時間に対する時間余裕を確認するため、燃料被覆管温度評価の観点から、運用上実際に見込まれる操作開始時間である ECCS 再循環切替失敗から</p>	<p>【大阪、高浜】 記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>【大阪、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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>て、開始を5分遅くした場合の感度解析を実施した。その結果、第2.7.19図及び第2.7.20図に示すとおり、燃料被覆管温度は1,200℃に対して余裕があることを確認した。よって、ECCS再循環切替失敗から約20分の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(5) まとめ 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。</p> <p>感度解析結果から、MAAPの炉心水位の予測の不確かさとして15分を考慮することとし、運用上実際に見込まれる操作開始時間を15分早くした。</p> <p>その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員による格納容器スプレイポンプを用いた代替再循環を行うことにより、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。</p>	<p>て、開始を5分遅くした場合の感度解析を実施した。その結果、第2.7.3.3図及び第2.7.3.4図に示すとおり、燃料被覆管温度は1,200℃に対して十分余裕があることを確認した。よって、ECCS再循環切替失敗から約20分の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>【参考：女川「高圧・低圧注水機能喪失」】 操作条件の低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水操作については、事象発生から35分後（操作開始時間の10分程度の時間遅れ）までに低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約924℃となり1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。</p> <p>(5) まとめ 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。</p> <p>感度解析結果から、MAAPの炉心水位の予測の不確かさとして15分を考慮することとし、運用上実際に見込まれる操作開始時間を15分早くした。</p> <p>その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員等による格納容器スプレイポンプによる代替再循環を行うことにより、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>は、事象進展が同様となる「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり事象発生から約45時間後であり、約44時間以上の時間余裕がある。また、格納容器の限界圧力0.854MPa [gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「3.1 秀囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約51時間後であり、約50時間以上の時間余裕がある。</p> <p>(添付資料2.2.3, 3.1.3.9)</p> <p>(5) まとめ 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。</p> <p>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>15分後に実施する格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作に対して、開始を5分遅くした場合の感度解析を実施した。その結果、第7.1.7.19図及び第7.1.7.20図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約480℃となり1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。</p> <p>(5) まとめ 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。</p> <p>感度解析結果から、MAAPの炉心水位の予測の不確かさとして15分を考慮することとし、運用上実際に見込まれる操作開始時間を15分早くした。</p> <p>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、運転員等による格納容器スプレイポンプによる代替再循環を行うことにより、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、高浜】 記載方針の相違（女川実線の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実線の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実線の反映）</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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料2.7.7、2.7.8、2.7.9)</p>	<p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料2.7.7、2.7.8、2.7.9)</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>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7.1.7.6、7.1.7.7、7.1.7.8)</p>	<p>【大阪、高浜】 評価方針の相違（女川実線の反映）</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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>2.7.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり18名である。したがって、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員74名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」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。</p> <p>a. 水源</p> <p>燃料取替用水ピット (1,860m³:有効水量)を水源とする高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水ピット水位が再循環切替水位 (3号炉:12.5%、4号炉:16.0%)に到達後(約17分後)、高圧再循環運転及び低圧再循環運転への切替に失敗するが、その後、2系列の格納容器スプレイ再循環運転へ</p>	<p>2.7.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」において3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、「2.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり18名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員118名で対応可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」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。</p> <p>a. 水源</p> <p>燃料取替用水タンク (1,600m³:有効水量)を水源とする充てん/高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位 (16%)に到達後(約19分後)に低圧再循環運転に切替失敗するが、その後、2系列の格納容器スプレイ再循環運転切替成功を確認した後、A格納容器スプレ</p>	<p>2.2.4 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>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり13名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の30名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。 (添付資料 2.2.5)</p> <p>a. 水源</p> <p>低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水モード)による原子炉注水並びに残留熱除去系(サブプレッションプール水冷却モード)による格納容器熱除については、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>7.1.7.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「7.1.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり10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>事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」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>燃料取替用水ピット (1,700m³:有効水量)を水源とする高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水ピット水位が再循環切替水位 (16.5%)に到達後(約19分後)、高圧再循環運転及び低圧再循環運転への切替えに失敗するが、その後、2系列の格納容器スプレイ再循環運転への切替えに成功した</p>	<p>【大阪、高浜】 記載表現の相違(女川実績の反映) 【大阪、高浜】 体制の相違 ・要員体制の差異</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違(女川実績の反映) 【大阪、高浜】 評価条件の相違 ・海はシングルプラント評価のためツインプラントでの評価である 大阪、高浜とは評価条件が異なる(女川と同様)</p> <p>【大阪、高浜】 設定の相違 ・燃料取替用水ピット(タンク)の有効水量の相違 ・燃料取替用水ピット(タンク)の切替水位設定の差異 【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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>の切替に成功したことを確認した後、A格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替える（約47分後）。以降は、格納容器再循環サンプを水源とし、代替再循環運転による炉心冷却を継続する。</p> <p>燃料取替用水ピット（1,860m³：有効水量）を水源とする格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ注水については、燃料取替用水ピット水位が再循環切替水位（3号炉：12.5%、4号炉：16.0%）に到達後（事象発生の約17分後）、B格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ再循環運転に切り替え、以降は格納容器再循環サンプを水源とし、格納容器スプレイ再循環運転を継続する。</p> <p>以上より、燃料取替用水ピットへの補給は不要である。</p> <p>なお、外部電源の喪失を想定した場合でも同様の対応である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し、事象発生後7日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約594.7kℓの重油が必要となる。</p>	<p>イポンプによる代替再循環運転に切り替える（約49分後）。以降は、格納容器再循環サンプを水源とし、代替再循環（炉心冷却）運転を継続する。</p> <p>燃料取替用水タンク（1,600m³：有効水量）を水源とする格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位（16%）に到達後（約19分後）にB格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ再循環運転に切り替え、以降は、格納容器再循環サンプを水源とし、格納容器スプレイ再循環運転を継続する。</p> <p>以上より、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。</p> <p>なお、外部電源の喪失を想定した場合でも同様の対応である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し、事象発生後7日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約450.9kℓの重油が必要となる。</p>	<p>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定し、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約735kℓの軽油が必要となる。</p> <p>常設代替交流電源設備については、重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの、仮に外部電源喪失を想定した場合は自動起動することから、保守的に事象発生後24時間、緊急用電気品建屋への電源供給を想定した場合、約25kℓの軽油が必要となる。</p>	<p>ことを確認した後、B-格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替える（約49分後）。以降は、格納容器再循環サンプを水源とし、代替再循環運転による炉心冷却を継続する。</p> <p>燃料取替用水ピット（1,700m³：有効水量）を水源とする格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ注水については、燃料取替用水ピット水位が再循環切替水位（16.5%）に到達後（約19分後）にA-格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ再循環運転に切り替え、以降は、格納容器再循環サンプを水源とし、格納容器スプレイ再循環運転を継続する。</p> <p>以上より、燃料取替用水ピットへの補給は不要である。</p> <p>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約527.1kℓの軽油が必要となる。</p>	<p>記載表現の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・燃料取替用水ピット（タンク）の有効水量の相違 ・燃料取替用水ピット（タンク）の切替水位設定の差異</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映） 【大阪、高浜】 設計の相違 ・ディーゼル発電機の相違により必要な油量が異なるが、貯油槽の容量にて供給可能であり問題ない ・油の種類として泊は軽油を使用するが、大阪、高浜は重油を使用する</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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後の運転を想定して、7日間の運転継続に約3.1kℓの重油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約597.8kℓとなるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計油量(620kℓ)にて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源の喪失は仮定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により動作する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p>	<p>電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後の運転を想定して、7日間の運転継続に約2.8kℓの重油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約453.7kℓとなるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計油量(460kℓ)にて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源の喪失は仮定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により動作する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p>	<p>軽油タンク（約755kℓ）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約300kℓ）にて合計約1,055kℓの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給について、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777kℓ）。</p> <p>【再掲】</p> <p>軽油タンク（約755kℓ）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約300kℓ）にて合計約1,055kℓの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を</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>ディーゼル発電機燃料油時油槽（約540kℓ）及び燃料タンク（SA）（約50kℓ）にて合計約590kℓ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、ディーゼル発電機による電源供給及び緊急時対策所への電源供給について、7日間の継続が可能である（合計使用量約546.3kℓ）。</p> <p>c. 電源</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は、設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により動作する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） 【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） 【大阪、高浜】 設計の相違 ・貯油槽容量・合計使用量の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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
		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。	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。 （添付資料 7.1.7.10）	記載方針の相違（女川表紙の反映） ・緊急時の評価結果についても記載 【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・泊では燃料及び電源負荷評価の添付資料を追加

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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>2.7.5 結論</p> <p>事故シークエンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」では、燃料取替用水ピットを水源とした非常用炉心冷却設備による炉心への注水後に、格納容器再循環サンプを水源とする非常用炉心冷却設備の再循環運転ができなくなることで、1次冷却材の保有水量が低下し、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シークエンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策及び長期対策として格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ再循環を整備している。</p> <p>事故シークエンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」の重要事故シークエンス「大破断LOCA時に高圧再循環機能及び低圧再循環機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を実施することにより、ECCS 再循環切替失敗後に炉心が露出することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧</p>	<p>2.7.5 結論</p> <p>事故シークエンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」では、燃料取替用水タンクを水源とした非常用炉心冷却設備による炉心への注水後に、格納容器再循環サンプを水源とする非常用炉心冷却設備の再循環運転ができなくなることで、1次冷却材の保有水量が低下し、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シークエンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策及び長期対策として格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ再循環を整備している。</p> <p>事故シークエンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」の重要事故シークエンス「大破断LOCA時に低圧再循環機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を実施することにより、ECCS 再循環切替失敗後に炉心が露出することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧</p>	<p>2.2.5 結論</p> <p>事故シークエンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シークエンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として代替自動減圧回路を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧手段、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段並びに安定状態に向けた対策として残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサブプレッションプール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シークエンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」の重要事故シークエンス「過渡事象（給水流量の全喪失）+高圧注水失敗+原子炉手動減圧失敗」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、代替自動減圧回路を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水並びに残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサブプレッションプール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧</p>	<p>7.1.7.5 結論</p> <p>事故シークエンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」では、燃料取替用水ピットを水源とした非常用炉心冷却設備による炉心への注水後に、格納容器再循環サンプを水源とする非常用炉心冷却設備の再循環運転ができなくなることで、1次冷却系保有水量が減少し、炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シークエンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策としてB-格納容器スプレイポンプによる代替再循環、安定状態に向けた対策としてB-格納容器スプレイポンプによる代替再循環及びA-格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ再循環を整備している。</p> <p>事故シークエンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」の重要事故シークエンス「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を実施することにより、ECCS 再循環切替失敗後に炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧</p>	<p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述とおり（1ページ参照）</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>力並びに原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目に与える影響は小さいことを確認した。感度解析結果より、MAAP の炉心水位の予測の不確かさとして15分を考慮し、運用上実際に見込まれる操作開始時間を15分早くした。その結果、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>また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源について、外部電源喪失を仮定しても供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」において、格納容器スプレイポンプによる代替再循環等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>力並びに原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目に与える影響は小さいことを確認した。感度解析結果より、MAAP の炉心水位の予測の不確かさとして15分を考慮し、運用上実際に見込まれる操作開始時間を15分早くした。その結果、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>また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源について、外部電源喪失を仮定しても供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」において、格納容器スプレイポンプによる代替再循環等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であり、事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>力並びに原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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>【参考：原子炉停止機能喪失】 なお、解析条件の不確かさ等を考慮して感度解析を実施しており、いずれの場合においても評価項目を満足することを確認している。</p> <p>【ここまで】 重大事故等対策時に必要な要員は、運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、代替自動減圧回路を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水並びに残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）及びサブプレッションプール冷却モードによる原子炉圧力容器及び格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効である。</p>	<p>力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。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。</p> <p>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>なお、解析条件の不確かさ等を考慮して感度解析を実施しており、評価項目を満足することを確認している。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、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、B-格納容器スプレイポンプによる代替再循環、A-格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ再循環等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>・具体的な炉心損傷防止対策を記載</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違</p> <p>・注では文脈内で重複する表現のため記載し</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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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
		ることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対して有効である。		ない（伊方と同様）

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

7.1.7 ECCS再循環機能喪失

大阪発電所3/4号炉

相違及び理由	手続	対応設備	可動設備	非稼設備
4. 再循環機能の喪失 ・再循環機能の喪失により再循環運転への自動復帰が不能となる。	・高圧・低圧再循環管等の動作不良により再循環運転への自動復帰が不能となる。	-	-	-
5. 再循環機能の喪失 ・再循環機能の喪失により再循環運転への自動復帰が不能となる。	・高圧・低圧再循環管等の動作不良により再循環運転への自動復帰が不能となる。	【高圧・低圧再循環管】 【高圧・低圧再循環管】 【高圧・低圧再循環管】	-	-
6. 再循環機能の喪失 ・高圧・低圧再循環管等の動作不良により再循環運転への自動復帰が不能となる。	・高圧・低圧再循環管等の動作不良により再循環運転への自動復帰が不能となる。	【高圧・低圧再循環管】 【高圧・低圧再循環管】 【高圧・低圧再循環管】	-	-

【1】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備

高浜発電所3/4号炉

相違及び理由	手続	対応設備	可動設備	非稼設備
4. 再循環機能の喪失 ・再循環機能の喪失により再循環運転への自動復帰が不能となる。	・高圧・低圧再循環管等の動作不良により再循環運転への自動復帰が不能となる。	-	-	-
5. 再循環機能の喪失 ・再循環機能の喪失により再循環運転への自動復帰が不能となる。	・高圧・低圧再循環管等の動作不良により再循環運転への自動復帰が不能となる。	【高圧・低圧再循環管】 【高圧・低圧再循環管】 【高圧・低圧再循環管】	-	-
6. 再循環機能の喪失 ・高圧・低圧再循環管等の動作不良により再循環運転への自動復帰が不能となる。	・高圧・低圧再循環管等の動作不良により再循環運転への自動復帰が不能となる。	【高圧・低圧再循環管】 【高圧・低圧再循環管】 【高圧・低圧再循環管】	-	-

第2.7.1.1.1表 「ECCS再循環機能喪失」における重大事故等対策について(2/2)

【1】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備

女川原子力発電所2号炉

第2.2.2.1表 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策について(2/2)

相違及び理由	手続	対応設備	可動設備	非稼設備
1. 高圧注水機能の喪失 ・高圧注水機能の喪失により高圧注水運転への自動復帰が不能となる。	・高圧注水機能の喪失により高圧注水運転への自動復帰が不能となる。	【高圧注水機能】 【高圧注水機能】 【高圧注水機能】	-	-
2. 減圧機能の喪失 ・減圧機能の喪失により減圧運転への自動復帰が不能となる。	・減圧機能の喪失により減圧運転への自動復帰が不能となる。	【減圧機能】 【減圧機能】 【減圧機能】	-	-

【1】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備

泊発電所3号炉

第7.1.7.1表 「ECCS再循環機能喪失」の重大事故等対策について(2/2)

相違及び理由	手続	対応設備	可動設備	非稼設備
4. 再循環機能の喪失 ・再循環機能の喪失により再循環運転への自動復帰が不能となる。	・高圧・低圧再循環管等の動作不良により再循環運転への自動復帰が不能となる。	-	-	-
5. 再循環機能の喪失 ・再循環機能の喪失により再循環運転への自動復帰が不能となる。	・高圧・低圧再循環管等の動作不良により再循環運転への自動復帰が不能となる。	【高圧・低圧再循環管】 【高圧・低圧再循環管】 【高圧・低圧再循環管】	-	-
6. 再循環機能の喪失 ・高圧・低圧再循環管等の動作不良により再循環運転への自動復帰が不能となる。	・高圧・低圧再循環管等の動作不良により再循環運転への自動復帰が不能となる。	【高圧・低圧再循環管】 【高圧・低圧再循環管】 【高圧・低圧再循環管】	-	-

【1】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備

相違理由

【大阪、高浜】
 名称等の相違
 ・設備仕様等の差異により「手順」
 「重大事故等対処設備」に記載、
 名称が異なる
 【大阪、高浜】
 記載方針の相違
 （女川実績の反映）
 ・既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの及び重大事故等対処設備（設計基準初回）を識別

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

7.1.7 ECCS再循環機能喪失

第 2.7.2 表 「ECCS再循環機能喪失」の主要解析条件
 （大坂版L.O.C.A+高圧再循環失敗+低圧再循環失敗）（2/3）

項目	主要解析条件
原子炉トリップ信号	トリップ原因発生 (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg)
非常用炉心冷却設備作動信号	トリップ原因発生 (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg)
原子炉再循環停止の異常検知	トリップ原因発生 (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg)
高圧注入ポンプ・低圧注入ポンプ	トリップ原因発生 (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg)
冷却設備スプレッドポンプ	トリップ原因発生 (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg)
補助給水ポンプ	トリップ原因発生 (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg)

大坂発電所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

第 2.7.2.1 表 「ECCS再循環機能喪失」の主要解析条件（L.O.C.A+低圧再循環失敗）（2/3）

項目	主要解析条件
原子炉トリップ信号	トリップ原因発生 (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg)
非常用炉心冷却設備作動信号	トリップ原因発生 (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg)
原子炉再循環停止の異常検知	トリップ原因発生 (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg)
高圧注入ポンプ・低圧注入ポンプ	トリップ原因発生 (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg)
冷却設備スプレッドポンプ	トリップ原因発生 (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg)
補助給水ポンプ	トリップ原因発生 (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg)

第 2.2.2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）(3/4)

項目	主要解析条件	解析条件の考え方
原子炉トリップ信号	トリップ原因発生 (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg)	解析条件の考え方
原子炉再循環停止の異常検知	トリップ原因発生 (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg)	解析条件の考え方
高圧注入ポンプ・低圧注入ポンプ	トリップ原因発生 (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg)	解析条件の考え方
冷却設備スプレッドポンプ	トリップ原因発生 (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg)	解析条件の考え方
補助給水ポンプ	トリップ原因発生 (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg)	解析条件の考え方

第 7.1.2 表 「ECCS再循環機能喪失」の主要解析条件
 （大坂版 L.O.C.A 時に高圧再循環機能及び低圧再循環機能が喪失する事故）（2/3）

項目	主要解析条件	解析条件の考え方
原子炉トリップ信号	トリップ原因発生 (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg)	解析条件の考え方
非常用炉心冷却設備作動信号	トリップ原因発生 (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg)	解析条件の考え方
原子炉再循環停止の異常検知	トリップ原因発生 (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg)	解析条件の考え方
高圧注入ポンプ・低圧注入ポンプ	トリップ原因発生 (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg)	解析条件の考え方
冷却設備スプレッドポンプ	トリップ原因発生 (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg)	解析条件の考え方
補助給水ポンプ	トリップ原因発生 (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg) (12.0MPa/leg) (15.0MPa/leg)	解析条件の考え方

【大坂、高浜】
 設計の相違
 ・泊・羽田・麻解所であり、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
 【大坂、高浜】
 名称等の相違

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

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

第 2.7.2.2 表 「ECCS 再循環機能喪失」の主要解析条件
 (大破断 L.O.C.A. + 高压再循環失敗 + 低圧再循環失敗) (3/3)

項目	条件設定の考え方	
	主要解析条件	条件設定の考え方
連大事故等発生時に、運転員が操作不能となる危険性に関する事項	蓄圧タンク保持圧力 4.0MPa[gage] (最低保持圧力)	炉心への注水タイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	蓄圧タンク保有水量 29.9m ³ (1基当たり) (最低保有水量)	炉心への注水量を少なくする最低の保有水量を設定。
	代替再循環流量 200m ³ /h	再循環切替時刻約 17 分時点での換熱熱に相当する蒸気量 (約 146m ³ /h) を上回る流量として設定。
連大事故等発生時に、運転員が操作不能となる危険性に関する事項	代替再循環開始 ECCS 再循環切替失敗の 30 分後 (この間は注水がないと仮定)	運転員操作時間として、格納容器スプレイポンプによる代替再循環の発現までの系統構成や中央制御室での代替再循環開始操作等に余裕を考慮して、代替再循環開始時刻に 30 分を想定して設定。なお、運用上は MAA P の炉心水位の子割の不確からざるを考慮し、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を契機に発生される換熱時間である ECCS 再循環切替失敗から 15 分後 (訓練実績：11 分) までに開始する。

高浜発電所3/4号炉

第 2.7.2.1 表 「ECCS 再循環機能喪失」の主要解析条件 (大 L.O.C.A. + 低圧再循環失敗) (3/3)

項目	条件設定の考え方	
	主要解析条件	条件設定の考え方
連大事故等発生時に、運転員が操作不能となる危険性に関する事項	蓄圧タンク保持圧力 4.0MPa[gage] (最低保持圧力)	炉心への注水タイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	蓄圧タンク保有水量 29.9m ³ (1基当たり) (最低保有水量)	炉心への注水量を少なくする最低の保有水量を設定。
	代替再循環流量 200m ³ /h	再循環切替時刻約 19 分時点での換熱熱に相当する蒸気量 (約 112m ³ /h) を上回る流量として設定。
連大事故等発生時に、運転員が操作不能となる危険性に関する事項	代替再循環開始 再循環切替失敗の 30 分後 (この間は注水がないと仮定)	運転員操作時間として、格納容器スプレイポンプによる代替再循環の発現までの系統構成や中央制御室での代替再循環開始操作等に余裕を考慮して、代替再循環開始時刻に 30 分を想定して設定。なお、運用上は MAA P の炉心水位の子割の不確からざるを考慮し、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を契機に発生される換熱時間である ECCS 再循環切替失敗から 15 分後 (訓練実績：13 分) までに開始する。

女川原子力発電所2号炉

第 2.2.2 表 主要解析条件 (高圧注水・減圧機能喪失) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
連大事故等発生時に、運転員が操作不能となる危険性に関する事項	再循環切替時刻 (サブプレイポンプ→水冷却モード) 遅延動作	炉心水位低下 (1.0~1.5m) を認め、炉心水位は上昇する炉心水位低下後の操作として設定。
	再循環切替時刻 (炉心停止時の冷却モード) 遅延動作	運転員による炉心停止時刻と冷却モードの遅延開始時刻の差を 15 分と設定。

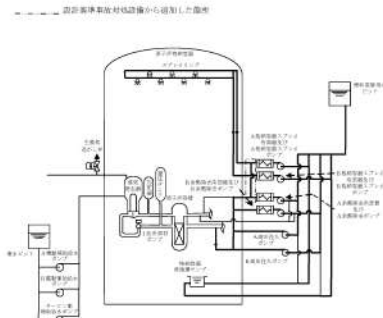
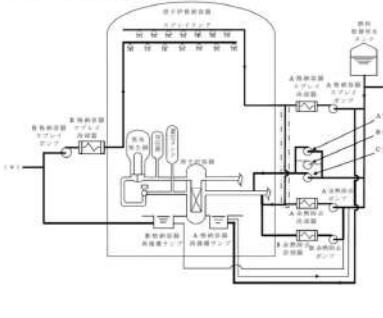
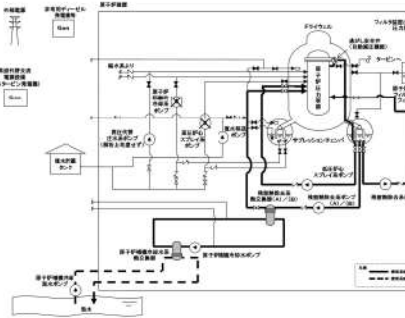
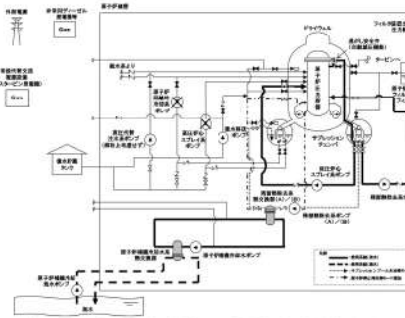
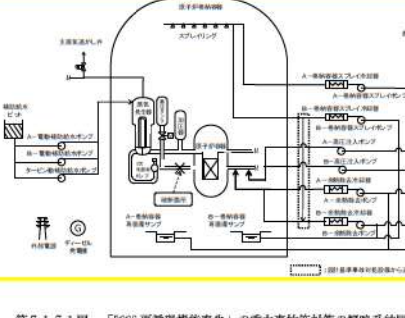
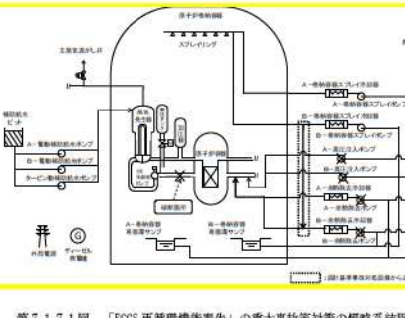
第 7.1.7.2 表 「ECCS 再循環機能喪失」の主要解析条件
 (大破断 LOCA 時に低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失する事故) (3/3)

項目	条件設定の考え方	
	主要解析条件	条件設定の考え方
連大事故等発生時に、運転員が操作不能となる危険性に関する事項	蓄圧タンク保持圧力 4.0MPa[gage] (最低保持圧力)	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	蓄圧タンク保有水量 29.9m ³ (1基当たり) (最低保有水量)	炉心への注水量を少なくする最低の保有水量を設定。
	代替再循環流量 200m ³ /h	再循環切替時刻約 19 分時点での換熱熱に相当する蒸気量 (約 112m ³ /h) を上回る流量として設定。
連大事故等発生時に、運転員が操作不能となる危険性に関する事項	代替再循環開始 再循環切替失敗の 30 分後 (この間は注水がないと仮定)	運転員等操作時間として、格納容器スプレイポンプによる代替再循環の発現までの系統構成や中央制御室での代替再循環開始操作等に余裕を考慮して、代替再循環開始時刻に 30 分を想定して設定。なお、運用上は MAA P の炉心水位の子割の不確からざるを考慮し、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を契機に発生される換熱時間である ECCS 再循環切替失敗から 15 分後 (訓練実績：13 分) までに開始する。

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

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

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>設計基準事故対応設備から追加した箇所</p> <p>第2.7.1図 「ECCS再循環機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図</p>	 <p>設計基準事故対応設備から追加した箇所</p> <p>第2.7.1.1図 「ECCS再循環機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図</p>	 <p>第2.2.1図 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉急減圧及び原子炉注水)</p>  <p>第2.2.2図 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (原子炉注水、格納容器除熱及び原子炉在炉)</p>	 <p>第7.1.7.1図 「ECCS再循環機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (高圧注水、低圧注入及び格納容器スプレイ)</p>  <p>第7.1.7.1図 「ECCS再循環機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/2) (代替再循環及び格納容器スプレイ再循環)</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 名称等の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 (女川実績の反映)</p> <p>対応手段に 対し、図の タイトル で識別</p> <p>外部電源、 ディーゼル 発電機を 追加</p>

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

7.1.7 ECCS再循環機能喪失

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>図 2.7.2 図 「ECCS再循環機能喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (1 / 2)</p>	<p>図 2.7.1.2 図 「ECCS再循環機能喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (1 / 2)</p>	<p>(Blank area for comparison)</p>	<p>図 7.1.7.2 図 「ECCS再循環機能喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (1 / 2)</p>	<p>【大阪、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は同等</p>

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

7.1.7 ECCS再循環機能喪失

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>第 2.7.2 図 「ECCS再循環機能喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (2 / 2)</p>	<p>第 2.7.1.2 図 「ECCS再循環機能喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (2 / 2)</p>	<p>第 7.1.7.2 図 「ECCS再循環機能喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (2 / 2)</p>	<p>第 7.1.7.2 図 「ECCS再循環機能喪失」の対応手順の概要 (判定プロセス) (2 / 2)</p>	<p>【大阪、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があるが、事象判別プロセスとしての内容は同等</p>

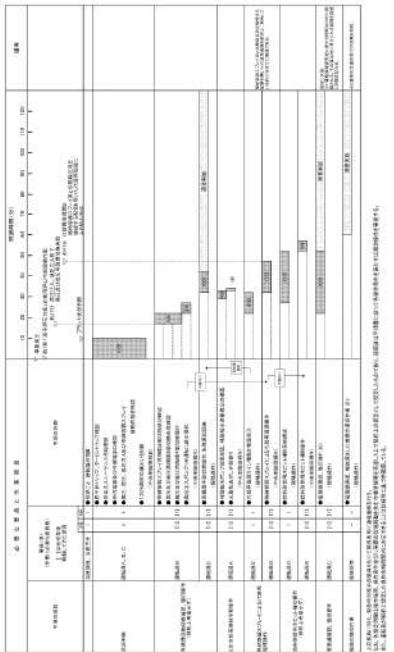
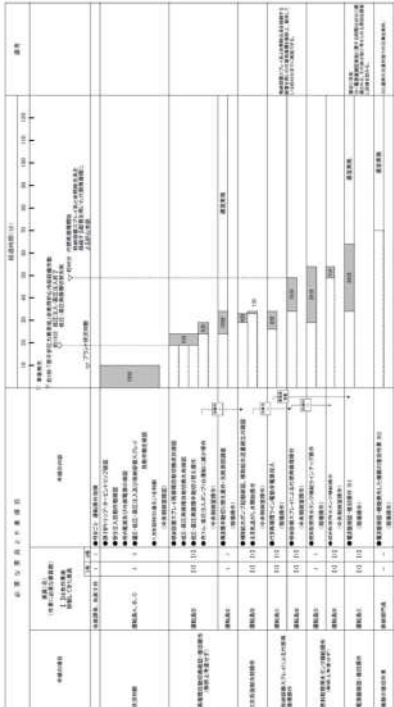
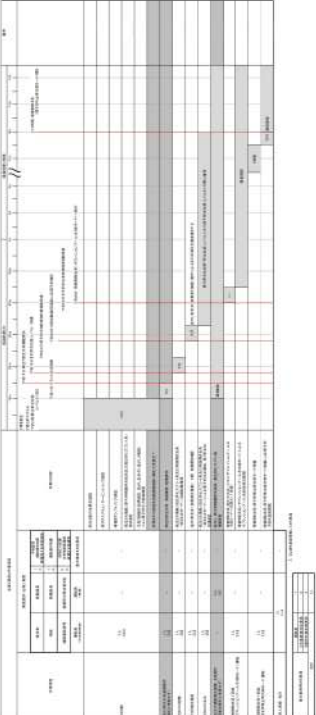
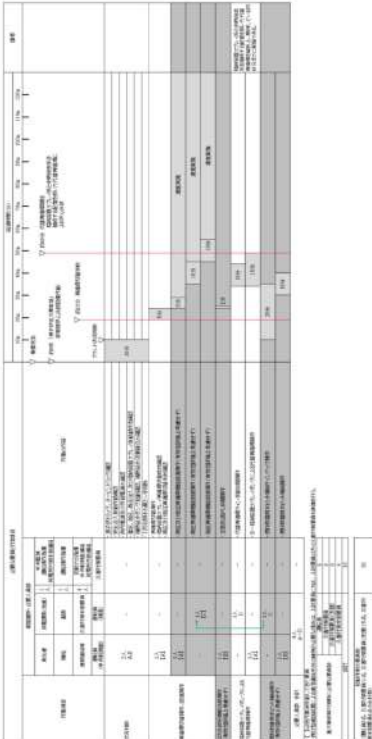
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>第2.7.3図 「ECCS再循環機能喪失」の対応手順の概要 （「大破断LOCA+高圧再循環機能喪失+低圧再循環機能喪失」の事象進展）</p> <p>この図は、大破断LOCA発生時のECCS再循環機能喪失に対する対応手順を示しています。初期は高圧再循環（HPR）と低圧再循環（LPR）が機能し、その後高圧再循環が機能不全となり、最終的に低圧再循環も機能不全となる事象を想定しています。対応手順は、高圧再循環機能喪失の検出、高圧再循環ポンプの停止、低圧再循環ポンプの起動、および最終的に低圧再循環機能喪失の検出と対応を含みます。</p>	<p>第2.7.1.3図 「ECCS再循環機能喪失」の対応手順の概要 （「大破断LOCA+低圧再循環機能喪失」の事象進展）</p> <p>この図は、大破断LOCA発生時のECCS再循環機能喪失に対する対応手順を示しています。高圧再循環（HPR）が機能し、その後高圧再循環が機能不全となり、最終的に低圧再循環も機能不全となる事象を想定しています。対応手順は、高圧再循環機能喪失の検出、高圧再循環ポンプの停止、低圧再循環ポンプの起動、および最終的に低圧再循環機能喪失の検出と対応を含みます。</p>	<p>第7.1.7.3図 「ECCS再循環機能喪失」の対応手順の概要 （「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失する事故」の事象進展）</p> <p>この図は、大破断LOCA発生時のECCS再循環機能喪失に対する対応手順を示しています。高圧再循環（HPR）と低圧再循環（LPR）が機能し、その後高圧再循環が機能不全となり、最終的に低圧再循環も機能不全となる事象を想定しています。対応手順は、高圧再循環機能喪失の検出、高圧再循環ポンプの停止、低圧再循環ポンプの起動、および最終的に低圧再循環機能喪失の検出と対応を含みます。</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 （女川実績の反映） ・凡例で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 【大阪、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大阪、高浜】 名称等の相違</p>	

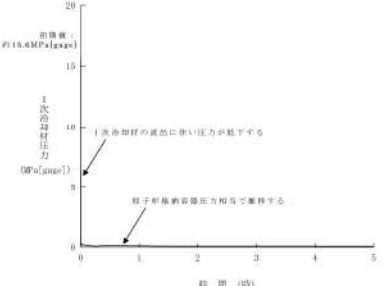
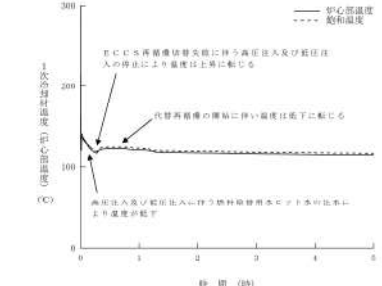
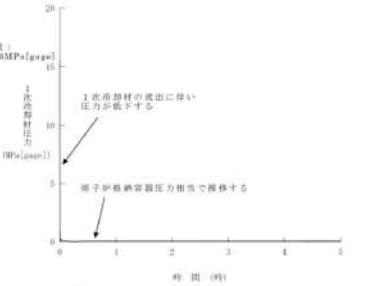
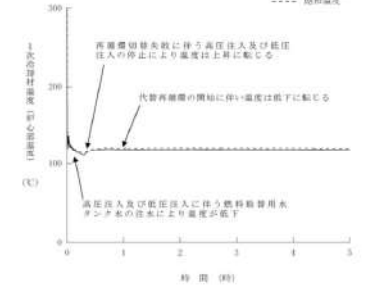
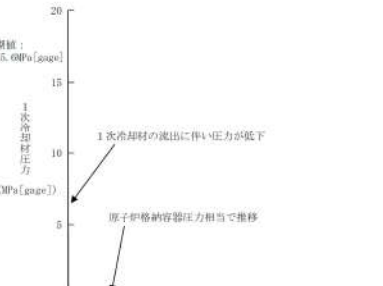
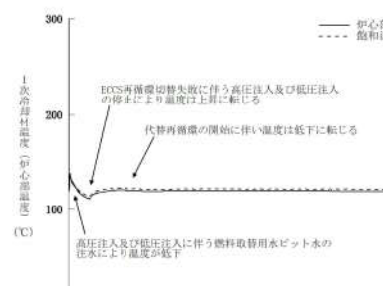
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>第 2.7.1.4 図 「ECCS 再循環機能喪失」の作業と所要時間 (大阪新 LOCA + 高圧再循環失敗 + 低圧再循環失敗)</p> 	<p>第 2.7.1.4 図 「ECCS 再循環機能喪失」の作業と所要時間 (大阪新 LOCA + 低圧再循環失敗)</p> 	<p>第 2.7.1.4 図 「ECCS 再循環機能喪失」の作業と所要時間 (女川新 LOCA + 低圧再循環失敗)</p> 	<p>第 2.7.1.4 図 「ECCS 再循環機能喪失」の作業と所要時間 (大阪新 LOCA 時に低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失する事故)</p> 	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 (女川実績の反映) ・運転室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 【大阪、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【大阪、高浜】 名称等の相違</p>

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

7.1.7 ECCS再循環機能喪失

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>第2.7.5図 1次冷却材圧力の推移</p>  <p>第2.7.6図 1次冷却材温度（炉心部温度）の推移</p>	 <p>第2.7.2.1図 1次冷却材圧力の推移*</p>  <p>第2.7.2.2図 1次冷却材温度（炉心部温度）の推移*</p> <p>*：事象初発の段階については、燃料資料2.7.10参照</p>	<p>【以降、事象進展が異なることから省略】</p>	 <p>第7.1.7.5図 1次冷却材圧力の推移</p>  <p>第7.1.7.6図 1次冷却材温度（炉心部温度）の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

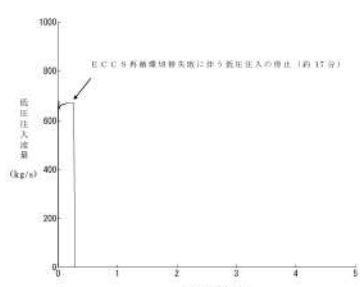
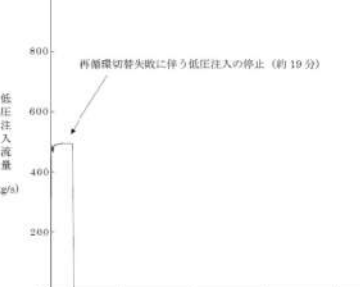
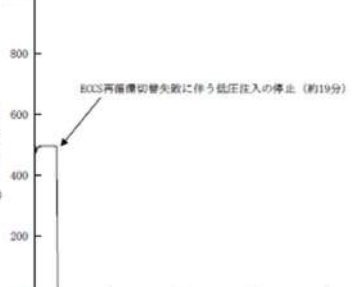
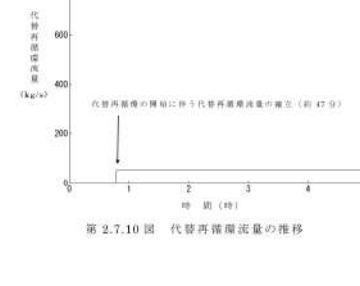
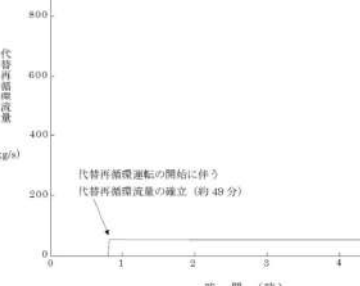
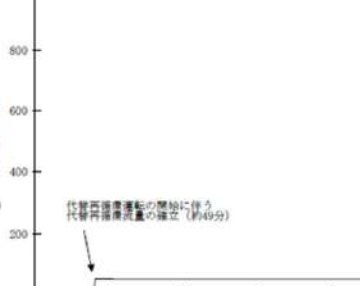
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.7 ECCS再循環機能喪失

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>第 2.7.7 図 破断流量の推移</p>	<p>第 2.7.2.3 図 破断流量の推移[※]</p> <p>※：事業初期の応答については、添付資料 2.7.10 参照</p>		<p>第 7.1.7.7 図 破断流量の推移[※]</p> <p>※：事業初期の応答については、添付資料 7.1.7.9 参照</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.7.8 図 高圧注入流量の推移</p>	<p>第 2.7.2.4 図 高圧注入流量の推移</p>		<p>第 7.1.7.8 図 高圧注入流量の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

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

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>第 2.7.9 図 低圧注入流量の推移</p>	 <p>第 2.7.2.5 図 低圧注入流量の推移</p>		 <p>第 7.1.7.9 図 低圧注入流量の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
 <p>第 2.7.10 図 代替再循環流量の推移</p>	 <p>第 2.7.2.6 図 代替再循環流量の推移</p>		 <p>第 7.1.7.10 図 代替再循環流量の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

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

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>第 2.7.11 図 原子炉容器内水位の推移</p>	<p>第 2.7.2.7 図 原子炉容器内水位の推移</p>		<p>第 7.1.7.11 図 原子炉容器内水位の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.7.12 図 燃料被覆管温度の推移</p>	<p>第 2.7.2.8 図 燃料被覆管温度の推移</p>		<p>第 7.1.7.12 図 燃料被覆管温度の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

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

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>第 2.7.13 図 原子炉格納容器外周部水量の推移</p>	<p>第 2.7.2.9 図 格納容器最下階領域水量の推移</p>		<p>第 7.1.7.13 図 格納容器最下階領域水量の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.7.14 図 格納容器再循環サンプル水温度の推移</p>	<p>第 2.7.2.10 図 格納容器再循環サンプル水温度の推移</p>		<p>第 7.1.7.14 図 格納容器再循環サンプル水温度の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

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

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>第 2.7.15 図 原子炉格納容器圧力の推移</p>	<p>第 2.7.2.11 図 原子炉格納容器圧力の推移*</p>		<p>第 7.1.7.15 図 原子炉格納容器圧力の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.7.16 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移</p>	<p>第 2.7.2.12 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移</p>		<p>第 7.1.7.16 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
	<p>*: 事象初期の応答については、設計資料 2.7.10 参照</p>		<p>*1: 原子炉格納容器圧力の推移はMAAPによる解析結果を示している *2: 原子炉設置許可申請書添付書類「3.5.1 原子炉冷却材喪失」の結果</p>	

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

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失

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>第 2.7.19 図 原子炉容器内水位の推移（代替再循環操作時間余裕確認） (M-RELAPS)</p>	<p>第 2.7.3.3 図 原子炉容器内水位の推移（代替再循環操作時間余裕確認） (M-RELAPS)</p>	<p>第 2.7.3.4 図 燃料被覆管温度の推移（代替再循環操作時間余裕確認） (M-RELAPS)</p>	<p>第 7.1.7.19 図 原子炉容器内水位の推移（代替再循環操作時間余裕確認） (M-RELAPS)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 2.7.20 図 燃料被覆管温度の推移（代替再循環操作時間余裕確認） (M-RELAPS)</p>	<p>第 2.7.3.4 図 燃料被覆管温度の推移（代替再循環操作時間余裕確認） (M-RELAPS)</p>	<p>第 7.1.7.20 図 燃料被覆管温度の推移（代替再循環操作時間余裕確認） (M-RELAPS)</p>	<p>第 7.1.7.20 図 燃料被覆管温度の推移（代替再循環操作時間余裕確認） (M-RELAPS)</p>	<p>【大阪、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

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

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失（添付資料 7.1.7.1 大破断 LOCA 時における低圧再循環運転不能の判断及びその後の操作の成立性について）

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 2.7.1</p> <p>大破断 LOCA 時における低圧再循環運転不能の判断及びその後の操作の成立性について</p> <p>1. 大破断 LOCA 時における低圧再循環運転不能の判断について</p> <p>現在の運転手順書では、再循環への切替えに関して、「格納容器再循環サンプ水位（広域）56%は再循環サンプスクリーンが水没する値」であることを記載しており、また再循環への切り替えは燃料取替用水ピット水位計指示が再循環切替水位（3号炉：12.5%、4号炉：16.0%）以下となれば自動で切り替わることから、燃料取替用水ピット水位がなくなる前には再循環自動切替が完了する。</p> <p>事前シナリオにおいては、発生から17分以降で低圧再循環自動切替失敗を判断することとしているが、上記理由により再循環自動切替失敗の判断は遅くとも燃料取替用水ピット水位がなくなるまでには可能である。よって、判断遅れによるそれ以降の操作に対する影響はないと考えられる。</p> <p>2. 低圧再循環自動切替不能となつてから、30分間で判断およびそれ以降の操作を行うことの成立性について</p> <p>低圧再循環自動切替不能となつてから、低圧再循環自動切替不能の判断および次の操作である代替再循環運転開始を30分で行うことの成立性は、以下のとおり十分な余裕をもって可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器スプレイ系再循環自動切替成功確認、高圧及び低圧再循環自動切替失敗確認、高圧及び低圧再循環手動切替操作（中央操作） 想定時間：5分 ⇒ 訓練実績：2分 ・高圧注入ポンプ1台運転に減少操作（中央操作） 想定時間：5分 ⇒ 訓練実績：1分 ・代替再循環ライン電動弁電源投入（現場操作） 想定時間：10分 ⇒ 訓練実績：7分 ・格納容器スプレイポンプによる代替再循環切替操作（中央操作） 想定時間：15分 ⇒ 訓練実績：7分 <p>※訓練実績により、低圧再循環切替不能から代替再循環運転開始までは11分に対応可能である。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.7.1</p> <p>大破断 LOCA 時における低圧再循環運転不能の判断及びその後の操作の成立性について</p> <p>1. 大破断 LOCA 時における低圧再循環運転不能の判断について</p> <p>現在の運転要領では、再循環への切替えに関して「格納容器再循環サンプ水位（広域）が71%以上あれば可能」の記載をしており、また、再循環への切替えは燃料取替用水ピット水位指示が16.5%となった時点から実施すること、一連の操作は中央制御室にて行うことから、燃料取替用水ピット水位がなくなる前には再循環切替操作が完了する。</p> <p>事象シナリオにおいては、発生から19分以降で低圧再循環切替失敗を判断することとしているが、上記理由により再循環切替失敗の判断は遅くとも燃料取替用水ピット水位がなくなるまでには可能である。よって、判断遅れによるそれ以降の操作に対する影響はないと考えられる。</p> <p>2. 低圧再循環切替失敗となつてから、30分間で判断及びそれ以降の操作を行うことの成立性について</p> <p>低圧再循環切替失敗となつてから、低圧再循環切替失敗の判断及び次の操作である代替再循環運転開始を30分で行うことの成立性は、以下のとおり十分な余裕をもって可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器スプレイ再循環切替成功確認、高圧及び低圧再循環切替失敗確認（中央制御室操作） 想定時間：5分 ⇒ 訓練実績：2分 ・高圧及び低圧再循環機能回復操作（中央制御室操作） 想定時間：5分 ⇒ 訓練実績：3分 ・代替再循環ライン手動弁開操作（現場操作） 想定時間：10分 ⇒ 訓練実績：5分 ・格納容器スプレイポンプによる代替再循環切替操作（中央制御室操作） 想定時間：15分 ⇒ 訓練実績：8分 <p>※上記の訓練実績により、低圧再循環切替失敗から代替再循環運転開始までは13分に対応可能である。</p>	<p>運用の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・再循環切替水位の相違 <p>設備の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大飯が再循環切替を自動で実施するのに対して泊は手動で切り替える（伊方と同様） <p>解析結果の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>手順の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>訓練実績の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失 (添付資料 7.1.7.1 大破断LOCA 時における低圧再循環運転不能の判断及びその後の操作の成立性について)

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																																																																																																																													
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th colspan="4">経過時間 (分)</th> <th rowspan="2">備考</th> </tr> <tr> <th colspan="2"></th> <th>10</th> <th>20</th> <th>30</th> <th>40</th> <th>50</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>要員 (数)</td> <td></td> <td colspan="5"> 予備動作 予備ポンプトリップ 約17分 非常用炉心冷却設備再循環失敗 約28分 代替再循環による炉心への注水開始 </td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="4">運転員B (中央制御室)</td> <td>1</td> <td colspan="5">格納容器スプレイ再循環自動切換成功確認</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td colspan="5">高圧及び低圧再循環自動切換失敗確認</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td colspan="5">高圧及び低圧再循環手動切換操作</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td colspan="5">高圧注入ポンプ1台運転に減少操作</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">運転員E (現場)</td> <td>1</td> <td colspan="5">格納容器スプレイによる代替再循環操作</td> <td>7分</td> </tr> <tr> <td></td> <td colspan="5">現場移動代替再循環ライン電動弁電圧投入</td> <td>7分</td> </tr> </tbody> </table>						経過時間 (分)				備考			10	20	30	40	50	要員 (数)		予備動作 予備ポンプトリップ 約17分 非常用炉心冷却設備再循環失敗 約28分 代替再循環による炉心への注水開始						運転員B (中央制御室)	1	格納容器スプレイ再循環自動切換成功確認							高圧及び低圧再循環自動切換失敗確認							高圧及び低圧再循環手動切換操作							高圧注入ポンプ1台運転に減少操作						運転員E (現場)	1	格納容器スプレイによる代替再循環操作					7分		現場移動代替再循環ライン電動弁電圧投入					7分	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="3">必要とされる作業項目</th> <th colspan="4">経過時間 (分)</th> <th rowspan="2">備考</th> </tr> <tr> <th>項目</th> <th>実施要員 (人数)</th> <th>実施時間 (分)</th> <th>10</th> <th>20</th> <th>30</th> <th>40</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">作業項目</td> <td>格納容器スプレイ再循環自動切換</td> <td>1人</td> <td>約17分</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>高圧及び低圧再循環自動切換</td> <td>1人</td> <td>約28分</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>高圧及び低圧再循環手動切換</td> <td>1人</td> <td>約28分</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>高圧注入ポンプ1台運転に減少操作</td> <td>1人</td> <td>約28分</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">格納容器スプレイによる代替再循環操作</td> <td>1人</td> <td>約28分</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1人</td> <td>約28分</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				必要とされる作業項目			経過時間 (分)				備考	項目	実施要員 (人数)	実施時間 (分)	10	20	30	40	作業項目	格納容器スプレイ再循環自動切換	1人	約17分					高圧及び低圧再循環自動切換	1人	約28分					高圧及び低圧再循環手動切換	1人	約28分					高圧注入ポンプ1台運転に減少操作	1人	約28分					格納容器スプレイによる代替再循環操作	1人	約28分						1人	約28分						
		経過時間 (分)				備考																																																																																																																															
		10	20	30	40		50																																																																																																																														
要員 (数)		予備動作 予備ポンプトリップ 約17分 非常用炉心冷却設備再循環失敗 約28分 代替再循環による炉心への注水開始																																																																																																																																			
運転員B (中央制御室)	1	格納容器スプレイ再循環自動切換成功確認																																																																																																																																			
		高圧及び低圧再循環自動切換失敗確認																																																																																																																																			
		高圧及び低圧再循環手動切換操作																																																																																																																																			
		高圧注入ポンプ1台運転に減少操作																																																																																																																																			
運転員E (現場)	1	格納容器スプレイによる代替再循環操作					7分																																																																																																																														
		現場移動代替再循環ライン電動弁電圧投入					7分																																																																																																																														
必要とされる作業項目			経過時間 (分)				備考																																																																																																																														
項目	実施要員 (人数)	実施時間 (分)	10	20	30	40																																																																																																																															
作業項目	格納容器スプレイ再循環自動切換	1人	約17分																																																																																																																																		
	高圧及び低圧再循環自動切換	1人	約28分																																																																																																																																		
	高圧及び低圧再循環手動切換	1人	約28分																																																																																																																																		
	高圧注入ポンプ1台運転に減少操作	1人	約28分																																																																																																																																		
格納容器スプレイによる代替再循環操作	1人	約28分																																																																																																																																			
	1人	約28分																																																																																																																																			
図 代替再循環運転タイムチャート																																																																																																																																					

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

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失（添付資料 7.1.7.2 「中小破断 LOCA+高圧再循環失敗」の取扱いについて）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																											
<p>添付資料 2.7.2 「中小破断 LOCA+高圧再循環失敗+低圧再循環失敗」の取扱いについて</p> <p>「中小破断 LOCA+高圧再循環失敗+低圧再循環失敗」については、格納容器スプレイを用いた代替再循環で炉心損傷防止を図ることとしており、「大破断 LOCA+高圧再循環失敗+低圧再循環失敗」の解析結果に包含されるため、解析を実施していない。</p> <p>○「大破断 LOCA+高圧再循環失敗+低圧再循環失敗」と「中小破断 LOCA+高圧再循環失敗+低圧再循環失敗*」は、下表を除き、評価条件は同じ。</p> <table border="1" data-bbox="152 486 1039 630"> <tr> <td></td> <td>①大破断 LOCA+高圧再循環失敗+低圧再循環失敗 (以下、「大 LOCA」という)</td> <td>②中小破断 LOCA+高圧再循環失敗+低圧再循環失敗 (以下「中小 LOCA」という)</td> </tr> <tr> <td>破断口径</td> <td>両端破断</td> <td>2~6インチのスプリット破断</td> </tr> </table> <p>*審査ガイド 2.2.2(2)h. (b) iii. 「高圧注入系（再循環モード）の機能喪失を仮定する」に対し、これを包含するよう高圧再循環、低圧再循環ともに機能喪失すると仮定している。</p> <p>○大 LOCA と中小 LOCA の有効性評価の相違は以下の通りであり、大 LOCA を確認することで、中小 LOCA の有効性も確認も可能</p> <table border="1" data-bbox="152 821 1039 1380"> <tr> <td>崩壊熱</td> <td>大 LOCA の方が破断口径が大きく 1 次冷却材の系外の流出が多いことに伴い、ECCS 注入流量も多くなるため、再循環切替までの時間が短くなり、代替再循環開始時点での崩壊熱が高くなる。</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管温度</td> <td>この事象は大 LOCA、中小 LOCA とも ECCS 注入は成功し、その後再循環に失敗して代替再循環を行うことで事象を収束させることから、再循環に失敗して代替再循環を行うまでの期間の評価がポイントとなる。この場合、再循環失敗時点では大 LOCA、中小 LOCA ともに ECCS 注入により炉心の冠水は維持できるが、大 LOCA の方が 1 次冷却材の系外への流出が大きいため、再循環失敗から代替再循環開始までの炉心の水位低下が早くなり、燃料被覆管温度は高くなる。</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器圧力・温度</td> <td>大 LOCA の方が 1 次冷却材の系外への流出が大きく、事象初期に炉心が露出する割合が大きいことから、格納容器内への放出エネルギーが大きくなり、大 LOCA の方が原子炉格納容器圧力・温度が大きくなる。</td> </tr> <tr> <td>操作時間余裕</td> <td>同一の操作を行うが、大 LOCA の方が事象進展が早く、操作時間余裕が少ない。</td> </tr> <tr> <td>要員</td> <td>同一の操作を行うことから、大 LOCA の方が時間的余裕は少ないが、結果として必要要員も同一。</td> </tr> <tr> <td>水源</td> <td>大 LOCA、中小 LOCA ともに燃料取替用水ピット水位が低下し、再循環に移行することから、水源補給は不要。</td> </tr> <tr> <td>燃料使用量</td> <td>大 LOCA、中小 LOCA ともに外部電源に期待できることから、燃料が消費しないため補給不要。</td> </tr> </table>		①大破断 LOCA+高圧再循環失敗+ 低圧再循環失敗 (以下、「大 LOCA」という)	②中小破断 LOCA+高圧再循環失敗+ 低圧再循環失敗 (以下「中小 LOCA」という)	破断口径	両端破断	2~6インチのスプリット破断	崩壊熱	大 LOCA の方が破断口径が大きく 1 次冷却材の系外の流出が多いことに伴い、ECCS 注入流量も多くなるため、再循環切替までの時間が短くなり、代替再循環開始時点での崩壊熱が高くなる。	燃料被覆管温度	この事象は大 LOCA、中小 LOCA とも ECCS 注入は成功し、その後再循環に失敗して代替再循環を行うことで事象を収束させることから、再循環に失敗して代替再循環を行うまでの期間の評価がポイントとなる。この場合、再循環失敗時点では大 LOCA、中小 LOCA ともに ECCS 注入により炉心の冠水は維持できるが、大 LOCA の方が 1 次冷却材の系外への流出が大きいため、再循環失敗から代替再循環開始までの炉心の水位低下が早くなり、燃料被覆管温度は高くなる。	原子炉格納容器圧力・温度	大 LOCA の方が 1 次冷却材の系外への流出が大きく、事象初期に炉心が露出する割合が大きいことから、格納容器内への放出エネルギーが大きくなり、大 LOCA の方が原子炉格納容器圧力・温度が大きくなる。	操作時間余裕	同一の操作を行うが、大 LOCA の方が事象進展が早く、操作時間余裕が少ない。	要員	同一の操作を行うことから、大 LOCA の方が時間的余裕は少ないが、結果として必要要員も同一。	水源	大 LOCA、中小 LOCA ともに燃料取替用水ピット水位が低下し、再循環に移行することから、水源補給は不要。	燃料使用量	大 LOCA、中小 LOCA ともに外部電源に期待できることから、燃料が消費しないため補給不要。	<p>添付資料 7.1.7.2 「中小破断 LOCA+高圧再循環失敗」の取扱いについて</p> <p>「中小破断 LOCA+高圧再循環失敗」については、格納容器スプレイを用いた代替再循環で炉心損傷防止を図ることとしており、「大破断 LOCA+高圧再循環失敗+低圧再循環失敗」の解析結果に包含されるため、解析を実施していない。</p> <p>○「大破断 LOCA+高圧再循環失敗+低圧再循環失敗*」と「中小破断 LOCA+高圧再循環失敗」は、下表を除き、評価条件は同じ</p> <table border="1" data-bbox="1066 486 1953 598"> <tr> <td></td> <td>①大破断 LOCA+高圧再循環失敗+低圧再循環失敗(以下「大 LOCA という」)</td> <td>②中小破断 LOCA+高圧再循環失敗(以下「中小 LOCA という」)</td> </tr> <tr> <td>破断口径</td> <td>両端破断</td> <td>2~6インチのスプリット破断</td> </tr> <tr> <td>再循環失敗</td> <td>高圧及び低圧再循環失敗</td> <td>高圧再循環失敗</td> </tr> </table> <p>*審査ガイド 2.2.3(2)h. (a) b) iii. 「低圧注入系（再循環モード）の機能喪失を仮定する」に対し、これを包含するよう高圧再循環、低圧再循環ともに機能喪失すると仮定している。</p> <p>○大 LOCA と中小 LOCA の有効性評価の相違は以下の通りであり、大 LOCA を確認することで、中小 LOCA の有効性の確認も可能</p> <table border="1" data-bbox="1088 821 1930 1404"> <tr> <td>崩壊熱</td> <td>大 LOCA の方が破断口径が大きく 1 次冷却材の系外の流出が多いことに伴い ECCS 注入流量も多くなるため、再循環切替までの時間が短くなり、代替再循環開始時点での崩壊熱が高くなる</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管温度</td> <td>この事象は大 LOCA、中小 LOCA とも ECCS 注入は成功し、その後再循環に失敗して代替再循環を行うことで事象を収束させることから、再循環に失敗して代替再循環を行うまでの期間の評価がポイントとなる。この場合、再循環失敗時点では大 LOCA、中小 LOCA ともに ECCS 注入により炉心の冠水は維持できるが、大 LOCA の方が 1 次冷却材の系外への流出が大きいため、再循環失敗から代替再循環開始までの炉心の水位低下が早くなり、燃料被覆管温度は高くなる</td> </tr> <tr> <td>格納容器圧力・温度</td> <td>大 LOCA の方が 1 次冷却材の系外への流出が大きく、事象初期に炉心が露出する割合が大きいことから格納容器への放出エネルギーが大きくなり、大 LOCA の方が格納容器圧力・温度が大きくなる</td> </tr> <tr> <td>操作余裕時間</td> <td>同一の操作を行うが、大 LOCA の方が事象進展が早く、操作余裕時間が少ない</td> </tr> <tr> <td>要員</td> <td>同一の操作を行うことから、大 LOCA のほうが時間的余裕は少ないが、結果として必要要員も同一</td> </tr> <tr> <td>水源</td> <td>大 LOCA、中小 LOCA ともに燃料取替用水ピット水位が低下し、再循環に移行することから、水源補給は不要</td> </tr> <tr> <td>燃料使用量</td> <td>大 LOCA、中小 LOCA ともに外部電源に期待できることから、燃料が消費しないため補給不要</td> </tr> </table>		①大破断 LOCA+高圧再循環失敗+低圧再循環失敗(以下「大 LOCA という」)	②中小破断 LOCA+高圧再循環失敗(以下「中小 LOCA という」)	破断口径	両端破断	2~6インチのスプリット破断	再循環失敗	高圧及び低圧再循環失敗	高圧再循環失敗	崩壊熱	大 LOCA の方が破断口径が大きく 1 次冷却材の系外の流出が多いことに伴い ECCS 注入流量も多くなるため、再循環切替までの時間が短くなり、代替再循環開始時点での崩壊熱が高くなる	燃料被覆管温度	この事象は大 LOCA、中小 LOCA とも ECCS 注入は成功し、その後再循環に失敗して代替再循環を行うことで事象を収束させることから、再循環に失敗して代替再循環を行うまでの期間の評価がポイントとなる。この場合、再循環失敗時点では大 LOCA、中小 LOCA ともに ECCS 注入により炉心の冠水は維持できるが、大 LOCA の方が 1 次冷却材の系外への流出が大きいため、再循環失敗から代替再循環開始までの炉心の水位低下が早くなり、燃料被覆管温度は高くなる	格納容器圧力・温度	大 LOCA の方が 1 次冷却材の系外への流出が大きく、事象初期に炉心が露出する割合が大きいことから格納容器への放出エネルギーが大きくなり、大 LOCA の方が格納容器圧力・温度が大きくなる	操作余裕時間	同一の操作を行うが、大 LOCA の方が事象進展が早く、操作余裕時間が少ない	要員	同一の操作を行うことから、大 LOCA のほうが時間的余裕は少ないが、結果として必要要員も同一	水源	大 LOCA、中小 LOCA ともに燃料取替用水ピット水位が低下し、再循環に移行することから、水源補給は不要	燃料使用量	大 LOCA、中小 LOCA ともに外部電源に期待できることから、燃料が消費しないため補給不要	<p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・中小破断 LOCA では余熱除去ポンプの作動/不作為によらず、低圧注入はなされない。これは泊も大飯も同じである。一方、中小破断 LOCA に対する設置許可 PRA のイベントツリーでは、低圧再循環のヘディングはないことから、泊では低圧再循環失敗は記載しない方針（高浜3/4号炉と同様）
	①大破断 LOCA+高圧再循環失敗+ 低圧再循環失敗 (以下、「大 LOCA」という)	②中小破断 LOCA+高圧再循環失敗+ 低圧再循環失敗 (以下「中小 LOCA」という)																																											
破断口径	両端破断	2~6インチのスプリット破断																																											
崩壊熱	大 LOCA の方が破断口径が大きく 1 次冷却材の系外の流出が多いことに伴い、ECCS 注入流量も多くなるため、再循環切替までの時間が短くなり、代替再循環開始時点での崩壊熱が高くなる。																																												
燃料被覆管温度	この事象は大 LOCA、中小 LOCA とも ECCS 注入は成功し、その後再循環に失敗して代替再循環を行うことで事象を収束させることから、再循環に失敗して代替再循環を行うまでの期間の評価がポイントとなる。この場合、再循環失敗時点では大 LOCA、中小 LOCA ともに ECCS 注入により炉心の冠水は維持できるが、大 LOCA の方が 1 次冷却材の系外への流出が大きいため、再循環失敗から代替再循環開始までの炉心の水位低下が早くなり、燃料被覆管温度は高くなる。																																												
原子炉格納容器圧力・温度	大 LOCA の方が 1 次冷却材の系外への流出が大きく、事象初期に炉心が露出する割合が大きいことから、格納容器内への放出エネルギーが大きくなり、大 LOCA の方が原子炉格納容器圧力・温度が大きくなる。																																												
操作時間余裕	同一の操作を行うが、大 LOCA の方が事象進展が早く、操作時間余裕が少ない。																																												
要員	同一の操作を行うことから、大 LOCA の方が時間的余裕は少ないが、結果として必要要員も同一。																																												
水源	大 LOCA、中小 LOCA ともに燃料取替用水ピット水位が低下し、再循環に移行することから、水源補給は不要。																																												
燃料使用量	大 LOCA、中小 LOCA ともに外部電源に期待できることから、燃料が消費しないため補給不要。																																												
	①大破断 LOCA+高圧再循環失敗+低圧再循環失敗(以下「大 LOCA という」)	②中小破断 LOCA+高圧再循環失敗(以下「中小 LOCA という」)																																											
破断口径	両端破断	2~6インチのスプリット破断																																											
再循環失敗	高圧及び低圧再循環失敗	高圧再循環失敗																																											
崩壊熱	大 LOCA の方が破断口径が大きく 1 次冷却材の系外の流出が多いことに伴い ECCS 注入流量も多くなるため、再循環切替までの時間が短くなり、代替再循環開始時点での崩壊熱が高くなる																																												
燃料被覆管温度	この事象は大 LOCA、中小 LOCA とも ECCS 注入は成功し、その後再循環に失敗して代替再循環を行うことで事象を収束させることから、再循環に失敗して代替再循環を行うまでの期間の評価がポイントとなる。この場合、再循環失敗時点では大 LOCA、中小 LOCA ともに ECCS 注入により炉心の冠水は維持できるが、大 LOCA の方が 1 次冷却材の系外への流出が大きいため、再循環失敗から代替再循環開始までの炉心の水位低下が早くなり、燃料被覆管温度は高くなる																																												
格納容器圧力・温度	大 LOCA の方が 1 次冷却材の系外への流出が大きく、事象初期に炉心が露出する割合が大きいことから格納容器への放出エネルギーが大きくなり、大 LOCA の方が格納容器圧力・温度が大きくなる																																												
操作余裕時間	同一の操作を行うが、大 LOCA の方が事象進展が早く、操作余裕時間が少ない																																												
要員	同一の操作を行うことから、大 LOCA のほうが時間的余裕は少ないが、結果として必要要員も同一																																												
水源	大 LOCA、中小 LOCA ともに燃料取替用水ピット水位が低下し、再循環に移行することから、水源補給は不要																																												
燃料使用量	大 LOCA、中小 LOCA ともに外部電源に期待できることから、燃料が消費しないため補給不要																																												

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

7.1.7 ECCS再循環機能喪失（添付資料 7.1.7.3 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件（ECCS再循環機能喪失））

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 2.7.4</p> <p>大飯3、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 （ECCS再循環機能喪失）</p> <p>重要事故シーケンス「大破断LOCA時に高圧再循環機能及び低圧再循環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;">第1表 システム熱水力解析用データ（ECCS再循環機能喪失）</p> <table border="1" data-bbox="190 470 996 1420"> <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) 「原子炉圧力低」</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>原子炉トリップ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 設定点</td> <td>12.73MPa[gage]</td> <td>設計値（トリップ限界値）</td> </tr> <tr> <td> ii 応答時間</td> <td>2.0秒</td> <td>最大値（設計要求値）</td> </tr> <tr> <td>(2) 事象収束に重要な機器・操作関連</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 「原子炉圧力低」</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>非常用炉心冷却設備作動</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 設定点</td> <td>12.04MPa[gage]</td> <td>設計値（作動限界値）</td> </tr> <tr> <td> ii 応答時間</td> <td>0秒</td> <td>最小値</td> </tr> <tr> <td>2) 高圧注入ポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 台数</td> <td>注入時：2台 再循環時：0台</td> <td>再循環時に高圧注入系の喪失を仮定</td> </tr> <tr> <td> ii 容量</td> <td>最大注入特性（第1図参照）</td> <td>最大値（設計値に余裕を考慮した値）</td> </tr> <tr> <td>3) 余熱除去ポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 台数</td> <td>注入時：2台 再循環時：0台</td> <td>再循環時に低圧注入系の喪失を仮定</td> </tr> <tr> <td> ii 容量</td> <td>最大注入特性（第1図参照）</td> <td>最大値（設計値に余裕を考慮した値）</td> </tr> <tr> <td>4) 蓄圧タンク</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 基数</td> <td>3基（健全側ループに各1基）</td> <td>破断ループに接続する1基は有効に作動しないものとする</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>26.9m³（1基当たり）</td> <td>最低保有水量</td> </tr> <tr> <td>5) 補助給水ポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 給水開始（起動遅れ時間）</td> <td>非常用炉心冷却設備作動限界値到達の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>電動2台＋タービン動1台</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td> iii 容量</td> <td>約370m³/h</td> <td>最小値（設計値に余裕を考慮した値）</td> </tr> <tr> <td>6) 「原子炉格納容器圧力異常高」</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>格納容器スプレイ作動</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 設定点</td> <td>0.205MPa[gage]</td> <td>設計値（作動限界値）</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) 「原子炉圧力低」			原子炉トリップ			i 設定点	12.73MPa[gage]	設計値（トリップ限界値）	ii 応答時間	2.0秒	最大値（設計要求値）	(2) 事象収束に重要な機器・操作関連			1) 「原子炉圧力低」			非常用炉心冷却設備作動			i 設定点	12.04MPa[gage]	設計値（作動限界値）	ii 応答時間	0秒	最小値	2) 高圧注入ポンプ			i 台数	注入時：2台 再循環時：0台	再循環時に高圧注入系の喪失を仮定	ii 容量	最大注入特性（第1図参照）	最大値（設計値に余裕を考慮した値）	3) 余熱除去ポンプ			i 台数	注入時：2台 再循環時：0台	再循環時に低圧注入系の喪失を仮定	ii 容量	最大注入特性（第1図参照）	最大値（設計値に余裕を考慮した値）	4) 蓄圧タンク			i 基数	3基（健全側ループに各1基）	破断ループに接続する1基は有効に作動しないものとする	ii 保持圧力	4.04MPa[gage]	最低保持圧力	iii 保有水量	26.9m ³ （1基当たり）	最低保有水量	5) 補助給水ポンプ			i 給水開始（起動遅れ時間）	非常用炉心冷却設備作動限界値到達の60秒後（自動起動）	最大値（設計要求値）	ii 台数	電動2台＋タービン動1台	設計値	iii 容量	約370m ³ /h	最小値（設計値に余裕を考慮した値）	6) 「原子炉格納容器圧力異常高」			格納容器スプレイ作動			i 設定点	0.205MPa[gage]	設計値（作動限界値）	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.7.3</p> <p>重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件 （ECCS再循環機能喪失）</p> <p>重要事故シーケンス「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び高圧再循環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;">第1表 システム熱水力解析用データ （ECCS再循環機能喪失）</p> <table border="1" data-bbox="1153 510 1859 1420"> <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) 「原子炉圧力低」</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>原子炉トリップ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 設定点</td> <td>12.73MPa[gage]</td> <td>設計値（トリップ限界値）</td> </tr> <tr> <td> ii 応答時間</td> <td>2.0秒</td> <td>最大値（設計要求値）</td> </tr> <tr> <td>(2) 事象収束に重要な機器・操作関連</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 「原子炉圧力異常低」非常用炉心冷却設備作動</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 設定点</td> <td>11.36MPa[gage]</td> <td>設計値（作動限界値）</td> </tr> <tr> <td> ii 応答時間</td> <td>0秒</td> <td>最小値</td> </tr> <tr> <td>2) 高圧注入ポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 台数</td> <td>注入時：2台 再循環時：0台</td> <td>再循環時に高圧注入系の喪失を仮定</td> </tr> <tr> <td> ii 容量</td> <td>最大注入特性（第1図参照）</td> <td>最大値（設計値に余裕を考慮した値）</td> </tr> <tr> <td>3) 余熱除去ポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 台数</td> <td>注入時：2台 再循環時：0台</td> <td>再循環時に低圧注入系の喪失を仮定</td> </tr> <tr> <td> ii 容量</td> <td>最大注入特性（第1図参照）</td> <td>最大値（設計値に余裕を考慮した値）</td> </tr> <tr> <td>4) 蓄圧タンク</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 基数</td> <td>2基（健全側ループに各1基）</td> <td>設計値（破断ループに接続する1基は有効に作動しないものとする）</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>5) 補助給水ポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 給水開始（起動遅れ時間）</td> <td>非常用炉心冷却設備作動限界値到達の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>電動2台＋タービン動1台</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td> iii 容量</td> <td>150m³/h</td> <td>最小値（設計値に余裕を考慮した値）</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) 「原子炉圧力低」			原子炉トリップ			i 設定点	12.73MPa[gage]	設計値（トリップ限界値）	ii 応答時間	2.0秒	最大値（設計要求値）	(2) 事象収束に重要な機器・操作関連			1) 「原子炉圧力異常低」非常用炉心冷却設備作動			i 設定点	11.36MPa[gage]	設計値（作動限界値）	ii 応答時間	0秒	最小値	2) 高圧注入ポンプ			i 台数	注入時：2台 再循環時：0台	再循環時に高圧注入系の喪失を仮定	ii 容量	最大注入特性（第1図参照）	最大値（設計値に余裕を考慮した値）	3) 余熱除去ポンプ			i 台数	注入時：2台 再循環時：0台	再循環時に低圧注入系の喪失を仮定	ii 容量	最大注入特性（第1図参照）	最大値（設計値に余裕を考慮した値）	4) 蓄圧タンク			i 基数	2基（健全側ループに各1基）	設計値（破断ループに接続する1基は有効に作動しないものとする）	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	5) 補助給水ポンプ			i 給水開始（起動遅れ時間）	非常用炉心冷却設備作動限界値到達の60秒後（自動起動）	最大値（設計要求値）	ii 台数	電動2台＋タービン動1台	設計値	iii 容量	150m ³ /h	最小値（設計値に余裕を考慮した値）	<p>記載順の相違</p>
名称	数値	解析上の取り扱い																																																																																																																																																												
(1) 原子炉保護設備																																																																																																																																																														
1) 「原子炉圧力低」																																																																																																																																																														
原子炉トリップ																																																																																																																																																														
i 設定点	12.73MPa[gage]	設計値（トリップ限界値）																																																																																																																																																												
ii 応答時間	2.0秒	最大値（設計要求値）																																																																																																																																																												
(2) 事象収束に重要な機器・操作関連																																																																																																																																																														
1) 「原子炉圧力低」																																																																																																																																																														
非常用炉心冷却設備作動																																																																																																																																																														
i 設定点	12.04MPa[gage]	設計値（作動限界値）																																																																																																																																																												
ii 応答時間	0秒	最小値																																																																																																																																																												
2) 高圧注入ポンプ																																																																																																																																																														
i 台数	注入時：2台 再循環時：0台	再循環時に高圧注入系の喪失を仮定																																																																																																																																																												
ii 容量	最大注入特性（第1図参照）	最大値（設計値に余裕を考慮した値）																																																																																																																																																												
3) 余熱除去ポンプ																																																																																																																																																														
i 台数	注入時：2台 再循環時：0台	再循環時に低圧注入系の喪失を仮定																																																																																																																																																												
ii 容量	最大注入特性（第1図参照）	最大値（設計値に余裕を考慮した値）																																																																																																																																																												
4) 蓄圧タンク																																																																																																																																																														
i 基数	3基（健全側ループに各1基）	破断ループに接続する1基は有効に作動しないものとする																																																																																																																																																												
ii 保持圧力	4.04MPa[gage]	最低保持圧力																																																																																																																																																												
iii 保有水量	26.9m ³ （1基当たり）	最低保有水量																																																																																																																																																												
5) 補助給水ポンプ																																																																																																																																																														
i 給水開始（起動遅れ時間）	非常用炉心冷却設備作動限界値到達の60秒後（自動起動）	最大値（設計要求値）																																																																																																																																																												
ii 台数	電動2台＋タービン動1台	設計値																																																																																																																																																												
iii 容量	約370m ³ /h	最小値（設計値に余裕を考慮した値）																																																																																																																																																												
6) 「原子炉格納容器圧力異常高」																																																																																																																																																														
格納容器スプレイ作動																																																																																																																																																														
i 設定点	0.205MPa[gage]	設計値（作動限界値）																																																																																																																																																												
名称	数値	解析上の取り扱い																																																																																																																																																												
(1) 原子炉保護設備																																																																																																																																																														
1) 「原子炉圧力低」																																																																																																																																																														
原子炉トリップ																																																																																																																																																														
i 設定点	12.73MPa[gage]	設計値（トリップ限界値）																																																																																																																																																												
ii 応答時間	2.0秒	最大値（設計要求値）																																																																																																																																																												
(2) 事象収束に重要な機器・操作関連																																																																																																																																																														
1) 「原子炉圧力異常低」非常用炉心冷却設備作動																																																																																																																																																														
i 設定点	11.36MPa[gage]	設計値（作動限界値）																																																																																																																																																												
ii 応答時間	0秒	最小値																																																																																																																																																												
2) 高圧注入ポンプ																																																																																																																																																														
i 台数	注入時：2台 再循環時：0台	再循環時に高圧注入系の喪失を仮定																																																																																																																																																												
ii 容量	最大注入特性（第1図参照）	最大値（設計値に余裕を考慮した値）																																																																																																																																																												
3) 余熱除去ポンプ																																																																																																																																																														
i 台数	注入時：2台 再循環時：0台	再循環時に低圧注入系の喪失を仮定																																																																																																																																																												
ii 容量	最大注入特性（第1図参照）	最大値（設計値に余裕を考慮した値）																																																																																																																																																												
4) 蓄圧タンク																																																																																																																																																														
i 基数	2基（健全側ループに各1基）	設計値（破断ループに接続する1基は有効に作動しないものとする）																																																																																																																																																												
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																																																																																																																																																												
5) 補助給水ポンプ																																																																																																																																																														
i 給水開始（起動遅れ時間）	非常用炉心冷却設備作動限界値到達の60秒後（自動起動）	最大値（設計要求値）																																																																																																																																																												
ii 台数	電動2台＋タービン動1台	設計値																																																																																																																																																												
iii 容量	150m ³ /h	最小値（設計値に余裕を考慮した値）																																																																																																																																																												

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）

7.1.7 ECCS再循環機能喪失（添付資料 7.1.7.3 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件（ECCS再循環機能喪失）

大飯発電所3 / 4号炉			泊発電所3号炉			相違理由																																																																																	
<table border="1"> <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>7) 格納容器スプレイポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 台数</td> <td>注入時：2台 再循環時：1台</td> <td>ECCS再循環機能喪失後、格納容器スプレイ1系列による代替再循環を使用した炉心注水を行う</td> </tr> <tr> <td> ii 容量</td> <td>□ m³/h (1台当たり)</td> <td>最大値(設計値に余裕を考慮した値)</td> </tr> <tr> <td>8) 再循環運転切替</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 燃料取替用水ビット再循環切替水位(注水量)</td> <td>3号炉:12.5%、4号炉:16.0% □ m³</td> <td>設計値 設計値</td> </tr> <tr> <td>9) 代替再循環(格納容器スプレイ1系列使用)</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 開始条件</td> <td>再循環運転切替失敗から30分後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td> ii 流量</td> <td>200 m³/h</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>低温側配管</td> <td>事故想定</td> </tr> <tr> <td> 2) 破断体様</td> <td>完全両端破断 (破断口径約0.70m(27.5インチ))</td> <td>事故想定</td> </tr> </tbody> </table>			名称	数値	解析上の取り扱い	7) 格納容器スプレイポンプ			i 台数	注入時：2台 再循環時：1台	ECCS再循環機能喪失後、格納容器スプレイ1系列による代替再循環を使用した炉心注水を行う	ii 容量	□ m ³ /h (1台当たり)	最大値(設計値に余裕を考慮した値)	8) 再循環運転切替			i 燃料取替用水ビット再循環切替水位(注水量)	3号炉:12.5%、4号炉:16.0% □ m ³	設計値 設計値	9) 代替再循環(格納容器スプレイ1系列使用)			i 開始条件	再循環運転切替失敗から30分後	運転員等操作余裕の考え方	ii 流量	200 m ³ /h	設計値	(3) 事故条件			1) 破断位置	低温側配管	事故想定	2) 破断体様	完全両端破断 (破断口径約0.70m(27.5インチ))	事故想定	<table border="1"> <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>6) 「原子炉格納容器圧力異常高」格納容器スプレイ作動</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 設定点</td> <td>0.13MPa[gage]</td> <td>設計値(作動限界値)</td> </tr> <tr> <td> ii 応答時間</td> <td>0秒</td> <td>最小値</td> </tr> <tr> <td>7) 格納容器スプレイポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 台数</td> <td>注入時：2台 再循環時：1台</td> <td>ECCS再循環機能喪失後、格納容器スプレイ1系列による代替再循環を使用した炉心注水を行う</td> </tr> <tr> <td> ii 容量</td> <td>□ m³/h/台</td> <td>最大値(設計値に余裕を考慮した値)</td> </tr> <tr> <td>8) 再循環運転切替</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 燃料取替用水ビット再循環切替水位(注水量)</td> <td>16.5% □ m³</td> <td>設計値 設計値</td> </tr> <tr> <td>9) 代替再循環(格納容器スプレイ1系列使用)</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 開始条件</td> <td>再循環運転切替失敗から30分後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td> ii 流量</td> <td>200 m³/h</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>低温側配管</td> <td>事故想定</td> </tr> <tr> <td> 2) 破断体様</td> <td>完全両端破断 (破断口径約0.70m(27.5インチ))</td> <td>事故想定</td> </tr> </tbody> </table>			名称	数値	解析上の取り扱い	6) 「原子炉格納容器圧力異常高」格納容器スプレイ作動			i 設定点	0.13MPa[gage]	設計値(作動限界値)	ii 応答時間	0秒	最小値	7) 格納容器スプレイポンプ			i 台数	注入時：2台 再循環時：1台	ECCS再循環機能喪失後、格納容器スプレイ1系列による代替再循環を使用した炉心注水を行う	ii 容量	□ m ³ /h/台	最大値(設計値に余裕を考慮した値)	8) 再循環運転切替			i 燃料取替用水ビット再循環切替水位(注水量)	16.5% □ m ³	設計値 設計値	9) 代替再循環(格納容器スプレイ1系列使用)			i 開始条件	再循環運転切替失敗から30分後	運転員等操作余裕の考え方	ii 流量	200 m ³ /h	設計値	(3) 事故条件			1) 破断位置	低温側配管	事故想定	2) 破断体様	完全両端破断 (破断口径約0.70m(27.5インチ))	事故想定	
名称	数値	解析上の取り扱い																																																																																					
7) 格納容器スプレイポンプ																																																																																							
i 台数	注入時：2台 再循環時：1台	ECCS再循環機能喪失後、格納容器スプレイ1系列による代替再循環を使用した炉心注水を行う																																																																																					
ii 容量	□ m ³ /h (1台当たり)	最大値(設計値に余裕を考慮した値)																																																																																					
8) 再循環運転切替																																																																																							
i 燃料取替用水ビット再循環切替水位(注水量)	3号炉:12.5%、4号炉:16.0% □ m ³	設計値 設計値																																																																																					
9) 代替再循環(格納容器スプレイ1系列使用)																																																																																							
i 開始条件	再循環運転切替失敗から30分後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																					
ii 流量	200 m ³ /h	設計値																																																																																					
(3) 事故条件																																																																																							
1) 破断位置	低温側配管	事故想定																																																																																					
2) 破断体様	完全両端破断 (破断口径約0.70m(27.5インチ))	事故想定																																																																																					
名称	数値	解析上の取り扱い																																																																																					
6) 「原子炉格納容器圧力異常高」格納容器スプレイ作動																																																																																							
i 設定点	0.13MPa[gage]	設計値(作動限界値)																																																																																					
ii 応答時間	0秒	最小値																																																																																					
7) 格納容器スプレイポンプ																																																																																							
i 台数	注入時：2台 再循環時：1台	ECCS再循環機能喪失後、格納容器スプレイ1系列による代替再循環を使用した炉心注水を行う																																																																																					
ii 容量	□ m ³ /h/台	最大値(設計値に余裕を考慮した値)																																																																																					
8) 再循環運転切替																																																																																							
i 燃料取替用水ビット再循環切替水位(注水量)	16.5% □ m ³	設計値 設計値																																																																																					
9) 代替再循環(格納容器スプレイ1系列使用)																																																																																							
i 開始条件	再循環運転切替失敗から30分後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																					
ii 流量	200 m ³ /h	設計値																																																																																					
(3) 事故条件																																																																																							
1) 破断位置	低温側配管	事故想定																																																																																					
2) 破断体様	完全両端破断 (破断口径約0.70m(27.5インチ))	事故想定																																																																																					
<p>□: 枠囲みの内容は機密に係る事項のため、公開することはできません。</p>			<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>																																																																																				

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

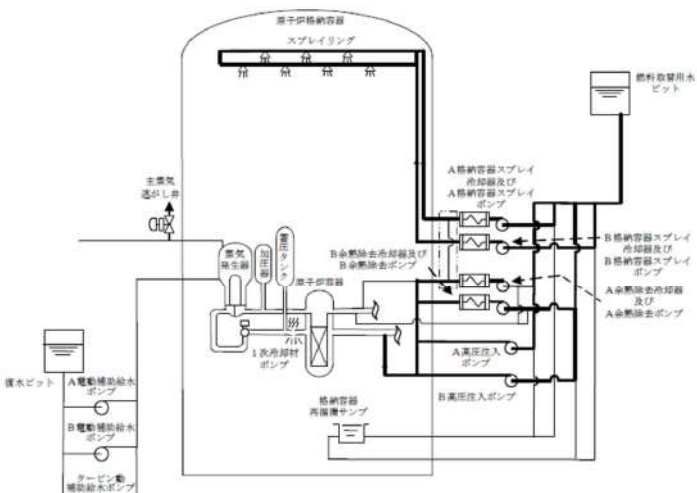
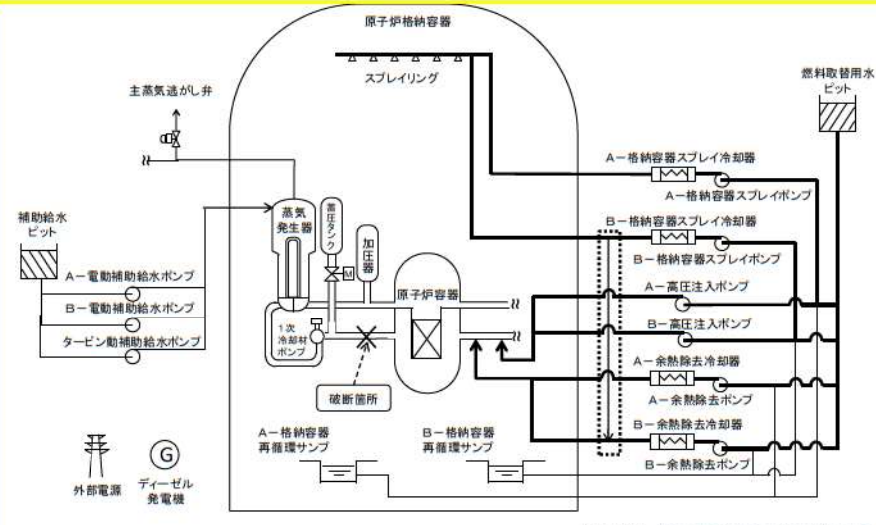
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失（添付資料 7.1.7.3 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件（ECCS 再循環機能喪失））

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<div data-bbox="152 220 1037 1158" style="border: 2px solid black; height: 588px; width: 395px;"></div> <p data-bbox="257 1177 918 1203">第1図 高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの最大注入流量（2台運転時）</p> <div data-bbox="427 1257 1043 1286" style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> 枠囲みの範囲は機密に係る事項のため、公開することはできません。 </div>	<div data-bbox="1070 188 1944 1104" style="border: 2px solid black; height: 574px; width: 390px;"></div> <p data-bbox="1122 1129 1888 1155">第1図 高圧注入ポンプ（2台）及び余熱除去ポンプ（2台）の最大注入流量</p> <div data-bbox="1283 1233 1928 1262" style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> □：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。 </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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失（添付資料 7.1.7.4 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について）

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 2.7.5</p> <p style="text-align: center;">重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について</p> <p>「ECCS再循環機能喪失」における重要事故シーケンス「大破断LOCA時に低圧再循環機能が喪失する事故」および「中小破断LOCA時に低圧再循環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 style="text-align: center;">----- 設計基準事故対処設備から追加した箇所</p>  <p>図1 「大破断LOCA時に低圧再循環機能が喪失する事故」および「中小破断LOCA時に低圧再循環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）（事象発生時）</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.1.7.4</p> <p style="text-align: center;">重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について</p> <p>「ECCS再循環機能喪失」における重要事故シーケンス「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び高圧再循環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時に低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（高圧注入、低圧注入及び格納容器スプレイ）</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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失（添付資料 7.1.7.4 重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図2 「大破断LOCA時に低圧再循環機能が喪失する事故」および「中小破断LOCA時に低圧再循環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） （再循環切替失敗、代替再循環切替）</p>	<p>図2 「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（代替再循環及び格納容器スプレイ再循環）</p>	<p>記載方針の相違 ・泊では安定状態に向けた対策と同一になるため図2にまとめて記載</p>
<p>図3 「大破断LOCA時に低圧再循環機能が喪失する事故」および「中小破断LOCA時に低圧再循環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） （原子炉安定以降の対策）</p>	<p>図2 「大破断LOCA時に低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（代替再循環及び格納容器スプレイ再循環）</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）

7.1.7 ECCS再循環機能喪失（添付資料 7.1.7.5 安定状態について）

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 2.7.6</p> <p style="text-align: center;">安定停止状態について</p> <p>ECCS再循環機能喪失（大破断LOCA+ 高圧再循環失敗+ 低圧再循環失敗）時の安定停止状態については以下のとおり。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.7.5</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>ECCS再循環機能喪失（大破断LOCA時に低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失する事故）時の安定停止状態については以下のとおり。</p>	<p>記載表現の相違</p> <p>記載表現の相違</p>
<p>原子炉安定停止状態：1次冷却材温度93℃以下</p> <p><u>原子炉安定停止状態の確立について</u> 燃料取替用水ピット水位が低下した後は、代替再循環運転により炉心の冷却が可能である。再循環運転時における1次冷却材温度は原子炉格納容器サンプ水温とほぼ等しいと考えられ、第2.7.14図の解析結果より、事象発生の約2.0時間で格納容器再循環サンプ水温が約90℃で低下に転じていることから、事象発生の約2.0時間後を原子炉の安定停止状態とした。</p> <p><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u> 第2.7.15図及び第2.7.16図の解析結果より、原子炉格納容器の健全性は格納容器スプレイ再循環により維持される。</p> <p><u>代替再循環運転及び格納容器スプレイ再循環運転による長期安定状態の維持について</u> 1次冷却系の冷却に必要な外部電源等のサポート系は使用可能であり、代替再循環運転及び格納容</p>	<p>原子炉安定停止状態：事象発生後、設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により、炉心冠水が維持でき、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：炉心冠水後に、設計基準事故対処設備及び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、原子炉格納容器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】 <u>原子炉安定停止状態の確立について</u> 燃料取替用水ピット水位が低下した後は、代替再循環運転にて炉心の冷却が可能である。再循環運転時において、1次冷却材温度は格納容器再循環サンプ水温度に等しいか、それに近いものと考えられる。第7.1.7.14図の解析結果より、事象発生約4.9時間で格納容器再循環サンプ水温が約90℃で低下に転じ、93℃を下回り安定していることから、事象発生約4.9時間後を低温停止状態に到達とし、原子炉安定停止状態とした。その後も代替再循環運転を継続することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u> 原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材により、原子炉格納容器圧力及び温度は上昇する。そのため、原子炉格納容器スプレイ設備による原子炉格納容器除熱を継続的に行うことで、原子炉格納容器安定状態が確立される。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、また、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】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。</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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失（添付資料 7.1.7.5 安定状態について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>器スプレイ再循環運転を継続することで、原子炉の安定停止状態及び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>	<p>また、原子炉格納容器除熱機能を維持し、除熱を行うことによって、安定状態の維持が可能となる。</p>	

7.1.7 ECCS再循環機能喪失（添付資料 7.1.7.6 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（ECCS再循環機能喪失））

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

表2 解析条件を最確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に与える影響（3/3）

項目	解析条件（最確条件）の不確かさ		条件設定の考え方	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
	解析条件	最確条件			
運転員等	原子炉格納容器スプレイト作動開始	原子炉格納容器圧力 (0.203MPa[gage]) （応答時間0秒）	原子炉格納容器圧力 (0.190MPa[gage]) （応答時間2.0秒以下）	作動遅延については最確条件よりも解析条件の方が早く設定されているため格納容器スプレイト作動開始時刻が早くなる。また、本装置LOECの値が、本装置LOECよりも低い値に設定されているため、原子炉格納容器スプレイト作動開始時刻が、本装置LOECよりも低い値に設定されている。このため、再循環切替地点での格納容器水位に与える影響は小さい。また、応答時間については、最確条件よりも解析条件の方が早く設定されているため、再循環切替地点での格納容器水位に与える影響は小さい。	作動遅延については最確条件よりも解析条件の方が早く設定されているため格納容器スプレイト作動開始時刻が早くなる。また、本装置LOECの値が、本装置LOECよりも低い値に設定されているため、原子炉格納容器スプレイト作動開始時刻が、本装置LOECよりも低い値に設定されている。このため、再循環切替地点での格納容器水位に与える影響は小さい。また、応答時間については、最確条件よりも解析条件の方が早く設定されているため、再循環切替地点での格納容器水位に与える影響は小さい。
	高圧注入ポンプ	最大注入特性	定格注入特性	再循環切替時刻が早くなるように、最大注入特性を設定。注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。	解析条件で設定している1次冷却系への注水量より少なくなるため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。
補助給水ポンプ	非常用伊心冷却設備作動 原票到達後から60秒後に 給水開始	370m ³ /h （原燃発生器4基合計）	非常用伊心冷却設備作動 原票到達後から41秒後に 給水開始	解析条件で設定している1次冷却系への注水量より少なくなるため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。	解析条件で設定している1次冷却系への注水量より少なくなるため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。
	格納容器スプレイトポンプ	最大流量	定格流量	再循環切替時刻が早くなるように、最大流量を設定。注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。	解析条件で設定している1次冷却系への注水量より少なくなるため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。

大飯発電所3/4号炉

泊発電所3号炉

相違理由

表2 解析条件を最確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に与える影響（3/3）

項目	解析条件（最確条件）の不確かさ		条件設定の考え方	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
	解析条件	最確条件			
高圧注入ポンプ	最大注入特性	定格注入特性	再循環切替時刻が早くなるように、最大注入特性を設定。注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。	解析条件で設定している1次冷却系への注水量より少なくなるため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。	解析条件で設定している1次冷却系への注水量より少なくなるため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。
	非常用伊心冷却設備作動 原票到達後から60秒後に 給水開始	370m ³ /h （原燃発生器4基合計）	非常用伊心冷却設備作動 原票到達後から41秒後に 給水開始	解析条件で設定している1次冷却系への注水量より少なくなるため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。	解析条件で設定している1次冷却系への注水量より少なくなるため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。
格納容器スプレイトポンプ	最大流量	定格流量	再循環切替時刻が早くなるように、最大流量を設定。注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。	再循環切替時刻が早くなるように、最大流量を設定。注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。	再循環切替時刻が早くなるように、最大流量を設定。注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。
	非常用伊心冷却設備作動 原票到達後から60秒後に 給水開始	370m ³ /h （原燃発生器4基合計）	非常用伊心冷却設備作動 原票到達後から41秒後に 給水開始	解析条件で設定している1次冷却系への注水量より少なくなるため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。	解析条件で設定している1次冷却系への注水量より少なくなるため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。
補助給水ポンプ	150m ³ /h （原燃発生器3基合計）	150m ³ /h （原燃発生器3基合計）	再循環切替時刻が早くなるように、最大流量を設定。注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。	再循環切替時刻が早くなるように、最大流量を設定。注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。	再循環切替時刻が早くなるように、最大流量を設定。注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。
高圧タンク保排圧力	4.0MPa[gage] （原燃保持圧力）	4.0MPa[gage] （原燃保持圧力）	再循環切替時刻が早くなるように、最大流量を設定。注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。	再循環切替時刻が早くなるように、最大流量を設定。注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。	再循環切替時刻が早くなるように、最大流量を設定。注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。
高圧タンク保排水	30.0t ³ （原燃保排水）	30.0t ³ （原燃保排水）	再循環切替時刻が早くなるように、最大流量を設定。注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。	再循環切替時刻が早くなるように、最大流量を設定。注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。	再循環切替時刻が早くなるように、最大流量を設定。注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。
作動再循環注水量	200m ³ /h以上	200m ³ /h以上	再循環切替時刻が早くなるように、最大流量を設定。注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。	再循環切替時刻が早くなるように、最大流量を設定。注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。	再循環切替時刻が早くなるように、最大流量を設定。注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。また、注入水量が多いため、再循環切替時刻が早くなる。

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）

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となる影響 (3/3)

大飯発電所3/4号炉				泊発電所3号炉		相違理由
項目	解析条件	最悪条件	条件設定の考え方	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	
蓄圧タンク保持圧力	4.0MPa(蓄圧保持圧力)	約4.4MPa(蓄圧) (通常運転時管理値中)	炉心への注水タイミングを遅くする最悪の圧力として設定。	解析条件で設定している蓄圧タンクの初期保持圧力より高くなるため、蓄圧注入の開始が早くなり、炉心露出に対する運転員等操作時間は遅くなる。このため、熱納蓄器スプレイポンプによる代替再循環運転の開始が遅くなる。	解析条件で設定している蓄圧タンクの初期保持圧力より高くなるため、蓄圧注入の開始が早くなり、炉心露出に対する運転員等操作時間は遅くなる。このため、熱納蓄器スプレイポンプによる代替再循環運転の開始が遅くなる。	
蓄圧タンク保有水量	26.0m ³ (1基当たり) (蓄圧保有水量)	約27.0m ³ (1基当たり) (通常運転時管理値)	炉心への注水量を少なくする最悪の保有水量を設定。	解析条件で設定している蓄圧タンクの初期保有水量より多くなるため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転の開始が遅くなる。	解析条件で設定している蓄圧タンクの初期保有水量より多くなるため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転の開始が遅くなる。	
代替再循環注水量	200m ³ /h	200m ³ /h以上	原動機回転時約17分間までの格納容器に抽出される蒸気量 (約12.0m ³ /h) を上回る量として設定。	解析条件で設定している代替再循環注水流量より大きくなるため、1次冷却系保有水量のレイアウトによる代替再循環の開始後の蒸気発生量 (約12.0m ³ /h) を上回る量として設定することから、運転員等操作時間 (格納容器スプレイポンプ) による代替再循環の開始時間) に与える影響はない。	解析条件で設定している代替再循環注水流量より大きくなるため、1次冷却系保有水量のレイアウトによる代替再循環の開始後の蒸気発生量 (約12.0m ³ /h) を上回る量として設定することから、運転員等操作時間 (格納容器スプレイポンプ) に対する余裕は大きくなる。	

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

7.1.7 ECCS再循環機能喪失（添付資料 7.1.7.7 「ECCS再循環機能喪失」におけるMAAPの不確かさについて）

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 2.7.8</p> <p style="text-align: center;">「ECCS再循環機能喪失」におけるMAAPの不確かさについて</p> <p>1. はじめに</p> <p>炉心の「沸騰・ボイド率変化」及び「気液分離（炉心水位）・対向流」は、炉心水位に関連する物理現象である。また、1次冷却系の「気液分離・対向流」について、蒸気発生器でのスチーム・バインディングは、高温側配管のボイド率が大きく、蒸気発生器伝熱管への冷却材流入量が増加すると冷却材が伝熱管内で蒸発して圧損を増大させるため、炉心水位を下げる方向に働く現象である。これらの現象は、いずれも炉心水位に関連する現象であり、「ECCS再循環機能喪失」シーケンスにおけるECCS再循環切替失敗以降の炉心水位挙動に対して影響が大きいと考えられる。</p> <p>このため、ECCS再循環切替失敗以降の炉心水位挙動に着目し、MAAPとM-RELAP5との比較による評価を実施し、その不確かさについて確認を実施した。</p> <p>2. M-RELAP5との比較</p> <p>MAAPとM-RELAP5による原子炉容器内水位の比較を図1に示す。MAAPによる解析結果では、再循環切替失敗（約17分）から30分後に代替再循環運転を開始することにより、約47分後から炉心水位は回復する。約47分で炉心水位が最小値となり、炉心上端に達しないが、これを外挿すると、炉心水位が約47分の時点で炉心上端に到達することから、約47分に炉心は露出すると考えられる。一方、M-RELAP5による解析結果では、代替再循環運転を開始する以前の約33分の時点で炉心露出に至っており、MAAPとM-RELAP5との差は約15分となった。</p> <p>また、M-RELAP5により代替再循環開始をECCS再循環切替失敗から15分後に実施した場合の解析結果は図2のとおりであり、炉心は露出せず、ECCS再循環切替失敗以降の燃料被覆管温度に変化は見られない結果となった。</p> <p>なお、同評価では、MAAPによって算出された原子炉格納容器圧力等を境界条件として用いているが、「3. MAAPの不確かさの検討」に示すとおり、M-RELAP5の炉心露出の予測に与える影響は軽微である。</p> <p>3. MAAPの不確かさの検討</p> <p>MAAPのECCS再循環機能喪失への適用にあたって考慮すべき不確かさを検討する。</p> <p>ECCS再循環機能喪失シーケンスのMAAPとM-RELAP5の解析結果の比較から、MAAPの解析モデルに関して、以下を確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・崩壊熱による冷却材の蒸散について、その影響として現れる炉心水位の低下速度は両コードではほぼ同じであり、MAAPで計算される沸騰挙動に応じた燃料棒から液相への伝熱と蒸気発生量は、M-RELAP5と同等であること。 ・炉心領域の気泡水位については、MAAPではドリフト・フラックスモデルにより計算されるボイド率を用い、そのボイド率について、炉心領域はM-RELAP5と同等の予測となるが、上部プレナム領域ではやや過小評価となっていること。 	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.7.7</p> <p style="text-align: center;">「ECCS再循環機能喪失」におけるMAAPの不確かさについて</p> <p>1. はじめに</p> <p>炉心の「沸騰・ボイド率変化」及び「気液分離（炉心水位）・対向流」は、炉心水位に関連する物理現象である。また、1次冷却系の「気液分離・対向流」について、蒸気発生器でのスチーム・バインディングは、高温側配管のボイド率が大きく、蒸気発生器伝熱管への冷却材流入量が増加すると冷却材が伝熱管内で蒸発して圧損を増大させるため、炉心水位を下げる方向に働く現象である。これらの現象は、いずれも炉心水位に関連する現象であり、「ECCS再循環機能喪失」シーケンスにおけるECCS再循環切替失敗以降の炉心水位挙動に対して影響が大きいと考えられる。</p> <p>このため、ECCS再循環切替失敗以降の炉心水位挙動に着目し、MAAPとM-RELAP5との比較による評価を実施し、その不確かさについて確認を実施した。</p> <p>2. M-RELAP5との比較</p> <p>MAAPとM-RELAP5による原子炉容器内水位の比較を図1に示す。MAAPによる解析結果では、再循環切替失敗（約19分）から30分後に代替再循環運転を開始することにより、約49分後から炉心水位は回復する。約49分で炉心水位が最小値となり、炉心上端に達しないが、これを外挿すると、炉心水位が約51分の時点で炉心上端に到達することから、約51分に炉心は露出すると考えられる。一方、M-RELAP5による解析結果では、代替再循環運転を開始する以前の約36分の時点で炉心露出に至っており、MAAPとM-RELAP5の差は約15分となった。</p> <p>また、M-RELAP5により代替再循環開始をECCS再循環切替失敗から15分後に実施した場合の解析結果は図2のとおりであり、炉心は露出せず、ECCS再循環切替失敗以降の燃料被覆管温度に変化は見られない結果となった。</p> <p>なお、同評価では、MAAPによって算出された原子炉格納容器圧力等を境界条件として用いているが、「3. MAAPの不確かさの検討」に示すとおり、M-RELAP5の炉心露出の予測に与える影響は軽微である。</p> <p>3. MAAPの不確かさの検討</p> <p>MAAPのECCS再循環機能喪失への適用にあたって考慮すべき不確かさを検討する。</p> <p>ECCS再循環機能喪失シーケンスのMAAPとM-RELAP5の解析結果の比較から、MAAPの解析モデルに関して、以下を確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・崩壊熱による冷却材の蒸発について、その影響として現れる炉心水位の低下速度は両コードではほぼ同じであり、MAAPで計算される沸騰挙動に応じた燃料棒から液相への伝熱と蒸気発生量は、M-RELAP5と同等であること。 ・炉心領域の気泡水位については、MAAPではドリフト・フラックスモデルにより計算されるボイド率を用い、そのボイド率について、炉心領域はM-RELAP5と同等の予測となるが、上部プレナム領域ではやや過小評価となっていること。 	<p style="text-align: center;">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）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失（添付資料 7.1.7.7 「ECCS 再循環機能喪失」におけるMAAPの不確かさについて）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>・1次冷却系内保有水分のうち炉心領域及びダウンカマ領域の保有水量については、両コードは同等と言えるが、高温側配管領域の保有水量については、MAAPの方が大きく評価され、不確かさが大きいと考えられること。</p> <p>・高温側配管領域の保有水量をMAAPの方が多く評価する要因としては、MAAPで蒸気発生器伝熱管への液相の流入が少ないのに対して、M-RELAP5では蒸気発生器伝熱管への液相の流入があり、それによる差圧の増加と伝熱管でのスチーム・バインディング効果が生じているためであると考えられること。</p> <p>これらから、MAAPのECCS再循環機能喪失への適用にあたって考慮すべき不確かさは以下の3項目に整理される。</p> <p>①炉心及び上部プレナム領域のボイド率 ②高温側配管～蒸気発生器伝熱管領域の保有水分 ③蒸気発生器伝熱管の圧損</p> <p>①項のボイド率については、上部プレナム領域ではやや過小評価するもの大きな差ではない。 ②項の高温側配管領域の保有水量を多めに評価することが炉心露出までの時間を長く評価する主要因であると考えられる。 ③項の蒸気発生器伝熱管の圧損については、ダウンカマの水頭圧との釣り合いに考慮され、高温側配管領域の液相分布に影響することから②項に含まれている。</p> <p>これらの影響により、MAAPはECCS再循環切替後の炉心露出までの時間を長く見積もる傾向となる。</p> <p>このような1次冷却系保有水量の差は、1次冷却系から原子炉格納容器へ放出されるエネルギーにも影響すると考えられる。すなわち、炉心の崩壊熱により加熱されたECCS注入水が1次冷却系に留まるか原子炉格納容器に放出されるかの違いが、原子炉格納容器への放出エネルギーの差となることから、1次冷却系保有水量を多く評価する傾向があるMAAPの方が、原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、原子炉格納容器圧力が低めに推移することが考えられる。</p> <p>したがって、比較対象に用いたM-RELAP5では、MAAPにより計算した原子炉格納容器圧力等を境界条件に使用しており、M-RELAP5により計算した放出エネルギーに対する原子炉格納容器圧力は、MAAPで計算された原子炉格納容器圧力よりも高くなる傾向がある。両コードの計算結果から得られる放出エネルギーの積算値の差は約5%であり、放出エネルギーには原子炉格納容器の液相部に入る流出水のエネルギーも含まれ、全てが原子炉格納容器圧力の上昇に寄与することはないこと、原子炉格納容器内温度の上昇分に応じてヒートシンクによる抑制効果が働くことから、原子炉格納容器圧力の上昇幅は僅かであり、影響は小さいと考えられるが、1次冷却系内の挙動への影響を以下のとおり整理する。</p>	<p>・1次冷却系保有水分のうち炉心領域及びダウンカマ領域の保有水量については、両コードは同等と言えるが、高温側配管領域の保有水量については、MAAPの方が大きく評価され、不確かさが大きいと考えられること。</p> <p>・高温側配管領域の保有水量をMAAPの方が多く評価する要因としては、MAAPで蒸気発生器伝熱管への液相の流入が少ないのに対して、M-RELAP5では蒸気発生器伝熱管への液相の流入があり、それによる差圧の増加と伝熱管でのスチーム・バインディング効果が生じているためであると考えられること。</p> <p>これらから、MAAPのECCS再循環機能喪失への適用にあたって考慮すべき不確かさは以下の3項目に整理される。</p> <p>①炉心及び上部プレナム領域のボイド率 ②高温側配管～蒸気発生器伝熱管領域の保有水分 ③蒸気発生器伝熱管の圧損</p> <p>①項のボイド率については、上部プレナム領域ではやや過小評価するもの大きな差ではない。 ②項の高温側配管領域の保有水量を多めに評価することが炉心露出までの時間を長く評価する主要因であると考えられる。 ③項の蒸気発生器伝熱管の圧損については、ダウンカマの水頭圧との釣り合いに考慮され、高温側配管領域の液相分布に影響することから②項に含まれている。</p> <p>これらの影響により、MAAPはM-RELAP5に比べて、ECCS再循環切替後の炉心露出までの時間を長く見積もる傾向となる。</p> <p>このような1次冷却系保有水量の差は、1次冷却系から原子炉格納容器へ放出されるエネルギーにも影響すると考えられる。すなわち、炉心の崩壊熱により加熱されたECCS注入水が1次冷却系に留まるか原子炉格納容器に放出されるかの違いが、原子炉格納容器への放出エネルギーの差となることから、1次冷却系保有水量を多く評価する傾向があるMAAPの方が、原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、原子炉格納容器圧力が低めに推移することが考えられる。</p> <p>したがって、比較対象に用いたM-RELAP5では、MAAPにより計算した原子炉格納容器圧力等を境界条件に使用しており、M-RELAP5により計算した放出エネルギーに対する原子炉格納容器圧力は、MAAPで計算された原子炉格納容器圧力よりも高くなる傾向がある。両コードの計算結果から得られる放出エネルギーの積算値の差は約3%であり、放出エネルギーには原子炉格納容器の液相部に入る流出水のエネルギーも含まれ、全てが原子炉格納容器圧力の上昇に寄与することはないこと、原子炉格納容器内温度の上昇分に応じてヒートシンクによる抑制効果が働くことから、原子炉格納容器圧力の上昇幅は僅かであり、影響は小さいと考えられるが、1次冷却系内の挙動への影響を以下のとおり整理する。</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）

7.1.7 ECCS再循環機能喪失（添付資料 7.1.7.7 「ECCS再循環機能喪失」におけるMAAPの不確かさについて）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>・崩壊熱による冷却材の蒸散に関しては、燃料棒から冷却材への伝熱量により決まることから、原子炉格納容器圧力は影響しない。</p> <p>・炉心領域の気泡水位に関しては、原子炉格納容器圧力が高くなると1次冷却材圧力も高くなることから、炉心領域、上部プレナム領域等のボイドが圧縮され、ボイド率は小さくなるため、気泡水位としては低下する傾向であるが、高温側配管からの流入があり、影響は小さい。</p> <p>・1次冷却系内保有水分分布に関しては、炉心部のボイド率が低下するため、ダウンカマとの静水頭のバランスから、蒸気発生器伝熱管への液相の流入が減り、スチーム・パインディング効果が小さくなるため、1次冷却系の保有水量としては増加する方向となる。</p> <p>・同じく1次冷却系保有水分分布に関して、破断口からの冷却材放出については、炉心の冠水以降は、1次冷却材圧力は原子炉格納容器圧力とバランスして変化しており、放出流は1次冷却系内の質量バランスからECCSによる注水と崩壊熱による蒸散に相当する流量となるため、原子炉格納容器圧力はほとんど影響しない。</p> <p>このように、1次冷却系保有水分分布の違いにより、原子炉格納容器に放出される質量に差が生じることで、1次冷却系内の挙動への影響が考えられるが、原子炉格納容器圧力の差としてはわずかである。よって、M-RELAP5においてMAAPの不確かさを含む原子炉格納容器圧力等を境界条件に用いることが、解析結果に与える影響は軽微であると考えられる。</p> <p>また、比較対象に用いたM-RELAP5のECCS再循環機能喪失への適用性について、</p> <p>・旧日本原子力研究所（旧JAERI）で実施されたCCTF（円筒炉心試験装置）実験の実験データと実験解析結果との比較により、M-RELAP5は蒸気発生器での圧損を大きく計算するため、炉心及び高温側配管での保有水量を実際より小さく計算し、保守的な結果を与えることを確認した。</p> <p>・旧JAERIで実施されたTPTF（二相流試験装置）実験よりM-RELAP5は水平配管でボイド率を高く計算する傾向があることを確認し、その結果をもとに実機の感度解析を実施し、高温側配管でのボイド率計算の不確かさは非保守的な結果を与えないことを確認した。</p> <p>・M-RELAPは低圧時の炉心のボイド率予測に不確かさを有するが、その不確かさに関する感度解析を実施し、不確かさの影響により原子炉容器内の水位に影響するが、ECCS再循環機能喪失での15分での代替再循環確立により炉心は冠水状態を維持できることを確認した。</p> <p>と評価しており、M-RELAP5によるECCS再循環機能喪失の評価結果は、非保守的な傾向とはならないことを確認した。</p> <p>また、M-RELAP5による「ECCS再循環機能喪失」の解析では2次冷却系強制冷却を考慮していないことから、スチーム・パインディング効果が顕著となる。一方、実運用では事象発生後に2次冷却系強制冷却を実施することから、スチーム・パインディング効果は小さくなり、実際の炉心露出は解析結果と比べると遅くなる。</p> <p>以上から、MAAPが高温側配管の保有水量を多めに評価することに伴って炉心露出を遅めに予測する傾向をMAAPの不確かさとして取り扱う。</p>	<p>・崩壊熱による冷却材の蒸発に関しては、燃料棒から冷却材への伝熱量により決まることから、原子炉格納容器圧力は影響しない。</p> <p>・炉心領域の気泡水位に関しては、原子炉格納容器圧力が高くなると1次冷却材圧力も高くなることから、炉心領域、上部プレナム領域等のボイドが圧縮され、ボイド率は小さくなるため、気泡水位としては低下する傾向であるが、高温側配管からの流入があり、影響は小さい。</p> <p>・1次冷却系保有水分分布に関しては、炉心部のボイド率が低下するため、ダウンカマとの静水頭のバランスから、蒸気発生器伝熱管への液相の流入が減り、スチーム・パインディング効果が小さくなるため、1次冷却系の保有水量としては増加する方向となる。</p> <p>・同じく1次冷却系保有水分分布に関して、破断口からの冷却材放出については、炉心の冠水以降は、1次冷却材圧力は原子炉格納容器圧力とバランスして変化しており、放出流は1次冷却系内の質量バランスからECCSによる注水と崩壊熱による蒸発に相当する流量となるため、原子炉格納容器圧力はほとんど影響しない。</p> <p>このように、1次冷却系保有水分分布の違いにより、原子炉格納容器に放出される質量に差が生じることで、1次冷却系内の挙動への影響が考えられるが、原子炉格納容器圧力の差としてはわずかである。よって、M-RELAP5でMAAPの不確かさを含む原子炉格納容器圧力等を境界条件に用いることが、解析結果に与える影響は軽微であると考えられる。</p> <p>また、比較対象に用いたM-RELAP5のECCS再循環機能喪失への適用性について、</p> <p>・旧日本原子力研究所（旧JAERI）で実施されたCCTF（円筒炉心試験装置）実験の実験データと実験解析結果との比較により、M-RELAP5は蒸気発生器での圧損を大きく計算するため、炉心及び高温側配管での保有水量を実際より小さく計算し、保守的な結果を与えることを確認した。</p> <p>・旧JAERIで実施されたTPTF（二相流試験装置）実験よりM-RELAP5は水平配管でボイド率を高く計算する傾向があることを確認し、その結果をもとに実機の感度解析を実施し、高温側配管でのボイド率計算の不確かさは非保守的な結果を与えないことを確認した。</p> <p>・M-RELAP5は低圧時の炉心のボイド率予測に不確かさを有するが、その不確かさに関する感度解析を実施し、不確かさの影響により原子炉容器内の水位に影響するが、ECCS再循環機能喪失での15分での代替再循環確立により炉心は冠水状態を維持できることを確認した。</p> <p>と評価しており、M-RELAP5によるECCS再循環機能喪失の評価結果は、非保守的な傾向とはならないことを確認した。</p> <p>また、M-RELAP5による「ECCS再循環機能喪失」の解析では2次冷却系強制冷却を考慮していないことから、スチーム・パインディング効果が顕著となる。一方、実運用では事象発生後に2次冷却系強制冷却を実施することから、スチーム・パインディング効果は小さくなり、実際の炉心露出は解析結果と比べると遅くなる。</p> <p>以上から、MAAPが高温側配管の保有水量を多めに評価することに伴って炉心露出を遅めに予測する傾向をMAAPの不確かさとして取り扱う。</p>	

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

7.1.7 ECCS再循環機能喪失（添付資料 7.1.7.7 「ECCS再循環機能喪失」におけるMAAPの不確かさについて）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>4. 重大事故等対策の有効性評価における取り扱い</p> <p>「ECCS再循環機能喪失」シーケンスの評価において、MAAPは高温側配管の保有水量を多めに評価する傾向があり、ECCS再循環切替失敗後の炉心露出までの時間を長く評価する。MAAPとM-RELAP5との計算結果を比較した結果、MAAPの方が炉心露出を約15分遅めに評価する結果であった。また、MAAPはM-RELAP5より原子炉格納容器を低めに評価するが、MAAPとM-RELAP5の計算結果から得られる放出エネルギーの差から見積もられる原子炉格納容器圧力の差はわずかである。</p> <p>比較に用いたM-RELAP5については、MAAPの計算結果を境界条件に用いることが解析結果に与える影響は軽微であること、炉心露出予測について非保守的な傾向を与えないことを確認した。</p> <p>以上より、炉心露出までの時間を長く評価することをMAAPの不確かさとして取扱い、MAAPの評価結果に対して、炉心露出の予測に対する不確かさとして15分を考慮することで、「ECCS再循環機能喪失」に係る炉心損傷防止対策の有効性を確認することが可能である。</p>	<p>4. 重大事故等対策の有効性評価における取り扱い</p> <p>「ECCS再循環機能喪失」シーケンスの評価において、MAAPは高温側配管の保有水量を多めに評価する傾向があり、ECCS再循環切替失敗後の炉心露出までの時間を長く評価する。MAAPとM-RELAP5との計算結果を比較した結果、MAAPの方が炉心露出を約15分遅めに評価する結果であった。また、MAAPはM-RELAP5より原子炉格納容器圧力を低めに評価するが、MAAPとM-RELAP5の計算結果から得られる放出エネルギーの差から見積もられる原子炉格納容器圧力の差はわずかである。</p> <p>比較に用いたM-RELAP5については、MAAPの計算結果を境界条件に用いることが解析結果に与える影響は軽微であること、炉心露出予測について非保守的な傾向を与えないことを確認した。</p> <p>以上より、炉心露出までの時間を長く評価することをMAAPの不確かさとして取扱い、MAAPの評価結果に対して、炉心露出の予測に対する不確かさとして15分を考慮することで、「ECCS再循環機能喪失」に係る炉心損傷防止対策の有効性を確認することが可能である。</p> <p>なお、「原子炉格納容器の除熱機能喪失」については、原子炉格納容器圧力及び温度がピーク値に到達する時間が長く（事象発生後約4.0時間）、原子炉格納容器への放出エネルギー積算値が大きくなるため、1次冷却系保有水量が多めに評価される影響が原子炉格納容器圧力及び温度に与える影響は軽微である。</p>	<p>記載内容の相違</p>
<p>図1 ECCS再循環機能喪失評価のコード間比較（原子炉容器内水位）</p> <p>*：MAAPコードによる原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡炉心水位を表示</p>	<p>図1 ECCS再循環機能喪失評価のコード間比較（原子炉容器内水位）</p> <p>*：MAAPコードによる原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした表示</p>	<p>記載内容の相違</p>

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

7.1.7 ECCS再循環機能喪失（添付資料 7.1.7.7 「ECCS再循環機能喪失」におけるMAAPの不確かさについて）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図2 燃料被覆管温度 (M-RELAP5コード)</p>	<p>図2 燃料被覆管温度 (M-RELAP5コード)</p>	

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

7.1.7 ECCS再循環機能喪失（添付資料 7.1.7.7 「ECCS再循環機能喪失」におけるMAAPの不確かさについて）

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;">(参考1)</p> <p style="text-align: center;">CCTF 試験との比較^[1]</p> <p>「3. MAAPの不確かさの検討」においてMAAPのECCS再循環機能喪失への適用にあたって考慮すべき不確かさについては以下の3点について挙げている</p> <p>①炉心及び上部プレナム領域のボイド率 ②高温側配管～蒸気発生器伝熱管領域の保有水分分布 ③蒸気発生器伝熱管の圧損</p> <p>①項のボイド率については、表1に示すとおり4ループPWR条件をM-RELAP5及びMAAPにて解析を実施した結果と、CCTF試験の試験結果との炉心及び上部プレナムにおけるボイド率の比較より、上部プレナム領域ではやや過小評価するものの大きな差ではないことが確認できる。</p> <p style="text-align: center;">表1 ボイド率の比較</p> <table border="1" data-bbox="181 836 1014 979"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="2">4ループPWR条件</th> <th rowspan="2">CCTF 試験</th> </tr> <tr> <th>M-RELAP5</th> <th>MAAP</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>炉心</td> <td>0.5</td> <td>0.5</td> <td>0.55</td> </tr> <tr> <td>上部プレナム</td> <td>0.65~0.70</td> <td>0.6</td> <td>0.6</td> </tr> </tbody> </table> <p>②項の高温側配管領域の保有水量を多めに評価することが炉心露出までの時間を長く評価する主要因であると考えられ、また、③項の蒸気発生器伝熱管の圧損については、ダウンカマの水頭圧との釣り合いに考慮され、高温側配管領域の液相分布に影響することから②項に含まれている。表2に示すとおり4ループPWR条件をM-RELAP5及びMAAPにて解析を実施した結果と、CCTF試験の試験結果との蒸気高温側配管、蒸気発生器での圧力損失比較を示す。</p>		4ループPWR条件		CCTF 試験	M-RELAP5	MAAP	炉心	0.5	0.5	0.55	上部プレナム	0.65~0.70	0.6	0.6	<p style="text-align: center;">(参考1)</p> <p style="text-align: center;">CCTF 試験との比較^[1]</p> <p>「3. MAAPの不確かさの検討」においてMAAPのECCS再循環機能喪失への適用にあたって考慮すべき不確かさについては以下の3点について挙げている</p> <p>①炉心及び上部プレナム領域のボイド率 ②高温側配管～蒸気発生器伝熱管領域の保有水分分布 ③蒸気発生器伝熱管の圧損</p> <p style="color: green;">ここでは、CCTF試験結果とM-RELAP5及びMAAPにて解析を実施した結果を比較することでコードの妥当性を確認する。CCTF (Cylindrical Core Test Facility、円筒炉心試験装置) 試験とは、旧日本原子力研究所 (旧 JAERI、現日本原子力研究開発機構(JAEA)) による、4ループPWRのLOCA時再冠水過程におけるシステム及び炉心内の熱水力挙動に関するデータ取得を目的としたスケール実験である。</p> <p>①項のボイド率については、表1に示すとおり、CCTFのリファレンスプラントとなる4ループPWR条件をM-RELAP5及びMAAPにて解析を実施した結果と、CCTF試験の試験結果との炉心及び上部プレナムにおけるボイド率の比較より、上部プレナム領域ではやや過小評価するものの大きな差ではないことが確認できる。</p> <p style="text-align: center;">表1 ボイド率の比較</p> <table border="1" data-bbox="1064 829 1955 967"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="2">4ループPWR条件</th> <th rowspan="2">CCTF 試験</th> </tr> <tr> <th>M-RELAP5</th> <th>MAAP</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>炉心</td> <td>0.5</td> <td>0.5</td> <td>0.55</td> </tr> <tr> <td>上部プレナム</td> <td>0.65~0.70</td> <td>0.6</td> <td>0.75</td> </tr> </tbody> </table> <p>②項の高温側配管領域の保有水量を多めに評価することが炉心露出までの時間を長く評価する主要因であると考えられ、また、③項の蒸気発生器伝熱管の圧損については、ダウンカマの水頭圧との釣り合いに考慮され、高温側配管領域の液相分布に影響することから②項に含まれている。表2に示すとおり4ループPWR条件をM-RELAP5及びMAAPにて解析を実施した結果と、CCTF試験の試験結果との高温側配管、蒸気発生器での圧力損失比較を示す。</p>		4ループPWR条件		CCTF 試験	M-RELAP5	MAAP	炉心	0.5	0.5	0.55	上部プレナム	0.65~0.70	0.6	0.75	<p>※(参考1)を大飯に倣って新規作成。CCTF試験は4ループ条件の試験のため、4ループPWR条件の解析結果と比較・検証している。</p> <p style="color: green;">記載表現の相違・資料の目的及びCCTF試験について記載を追加</p> <p style="color: green;">記載の適正化</p>
		4ループPWR条件			CCTF 試験																									
	M-RELAP5	MAAP																												
炉心	0.5	0.5	0.55																											
上部プレナム	0.65~0.70	0.6	0.6																											
	4ループPWR条件		CCTF 試験																											
	M-RELAP5	MAAP																												
炉心	0.5	0.5	0.55																											
上部プレナム	0.65~0.70	0.6	0.75																											

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）

7.1.7 ECCS再循環機能喪失（添付資料 7.1.7.7 「ECCS再循環機能喪失」におけるMAAPの不確かさについて）

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;">表2 高温側配管及び蒸気発生器1次側の圧力損失の比較</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="2">4ループPWR条件</th> <th rowspan="2">CCTF試験</th> </tr> <tr> <th>M-RELAP5</th> <th>MAAP</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>高温側配管</td> <td>2kPa</td> <td>25kPa</td> <td>約7kPa</td> </tr> <tr> <td>蒸気発生器入口 プレナム</td> <td>3kPa</td> <td rowspan="2">3kPa</td> <td>約10kPa</td> </tr> <tr> <td>蒸気発生器 伝熱管</td> <td>25kPa</td> <td>約8kPa</td> </tr> </tbody> </table>		4ループPWR条件		CCTF試験	M-RELAP5	MAAP	高温側配管	2kPa	25kPa	約7kPa	蒸気発生器入口 プレナム	3kPa	3kPa	約10kPa	蒸気発生器 伝熱管	25kPa	約8kPa	<p style="text-align: center;">表2 高温側配管及び蒸気発生器1次側の圧力損失の比較</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="2">4ループPWR条件</th> <th rowspan="2">CCTF試験</th> </tr> <tr> <th>M-RELAP5</th> <th>MAAP</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>高温側配管</td> <td>2kPa</td> <td>25kPa</td> <td>約7kPa</td> </tr> <tr> <td>蒸気発生器入口 プレナム</td> <td>3kPa</td> <td rowspan="2">9kPa</td> <td>約10kPa</td> </tr> <tr> <td>蒸気発生器 伝熱管</td> <td>25kPa</td> <td>約8kPa</td> </tr> </tbody> </table>		4ループPWR条件		CCTF試験	M-RELAP5	MAAP	高温側配管	2kPa	25kPa	約7kPa	蒸気発生器入口 プレナム	3kPa	9kPa	約10kPa	蒸気発生器 伝熱管	25kPa	約8kPa	<p style="text-align: center;">記載の適正化</p>
		4ループPWR条件			CCTF試験																															
	M-RELAP5	MAAP																																		
高温側配管	2kPa	25kPa	約7kPa																																	
蒸気発生器入口 プレナム	3kPa	3kPa	約10kPa																																	
蒸気発生器 伝熱管	25kPa		約8kPa																																	
	4ループPWR条件		CCTF試験																																	
	M-RELAP5	MAAP																																		
高温側配管	2kPa	25kPa	約7kPa																																	
蒸気発生器入口 プレナム	3kPa	9kPa	約10kPa																																	
蒸気発生器 伝熱管	25kPa		約8kPa																																	
<p>高温側配管及び蒸気発生器入口プレナムの圧力損失と水頭が小さく予測されれば、ダウンカム水頭とのバランスにより蒸気発生器伝熱管への冷却材流入が多くなることから伝熱管差圧を大きく予測する傾向となる。表2に示すとおり、M-RELAP5は、CCTF計測読み取りと比較して、伝熱管の差圧を過大に予測し、その結果、高温側配管及び入口プレナムの差圧（水頭）を過小に評価する。即ち、ECCS再循環切替失敗後の炉心への補てんとなる高温側配管及び入口プレナムの冷却材が過小に評価され、保守的な評価を与える傾向となる。</p> <p>一方、MAAPでは蒸気発生器入口プレナムと伝熱管を合わせたボリュームで評価されるが、高温側配管の差圧が大きく、入口プレナムと伝熱管の差圧は過小に予測される。MAAPによる解析結果では、蒸気発生器伝熱管部まで水位は上昇しておらず、蒸気発生器伝熱管への液相流入はなく、伝熱管内での蒸発は生じていないと考えられる。即ち、ECCS再循環切替失敗後の炉心への補てんとなる高温側配管及び入口プレナムの冷却材が過大に評価され、結果として非保守側の評価を与える傾向となる。</p>	<p>高温側配管及び蒸気発生器入口プレナムの圧力損失と水頭が小さく予測されれば、ダウンカム水頭とのバランスにより蒸気発生器伝熱管への冷却材流入が多くなることから伝熱管差圧を大きく予測する傾向となる。表2に示すとおり、M-RELAP5は、CCTF計測読み取りと比較して、伝熱管の差圧を過大に予測し、その結果、高温側配管及び入口プレナムの差圧（水頭）を過小に評価する。即ち、ECCS再循環切替失敗後の炉心への補てんとなる高温側配管及び入口プレナムの冷却材が過小に評価され、保守的な評価を与える傾向となる。</p> <p>一方、MAAPでは蒸気発生器入口プレナムと伝熱管を合わせたボリュームで評価されるが、高温側配管の差圧が大きく、入口プレナムと伝熱管の差圧は過小に予測される。MAAPによる解析結果では、蒸気発生器伝熱管部まで水位は上昇しておらず、蒸気発生器伝熱管への液相流入はなく、伝熱管内での蒸発は生じていないと考えられる。即ち、ECCS再循環切替失敗後の炉心への補てんとなる高温側配管及び入口プレナムの冷却材が過大に評価され、結果として非保守側の評価を与える傾向となる。</p> <p style="color: blue;">実機とのスケール性がよいCCTF試験に対して、M-RELAP5コードによる予測は、再循環機能喪失後の挙動について保守的な評価をしていると判断でき、3ループプラントを含むPWRのECCS再循環機能喪失に適用できる。</p>	<p style="color: blue;">記載方針の相違 ・3ループプラントにも適用できる旨追記</p>																																		
<p>[1]「三菱PWR 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」 MHI-NES-1064 三菱重工業、平成26年</p>	<p>[1]「三菱PWR 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」 MHI-NES-1064 改1 三菱重工業、平成28年</p>	<p style="color: blue;">参考文献の改定番号の差</p>																																		

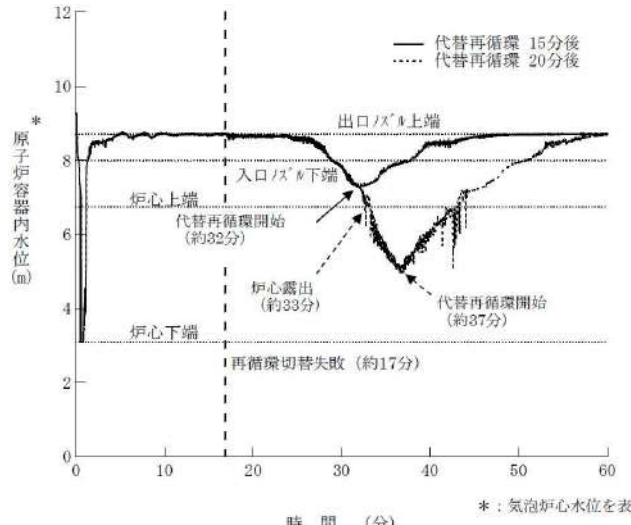
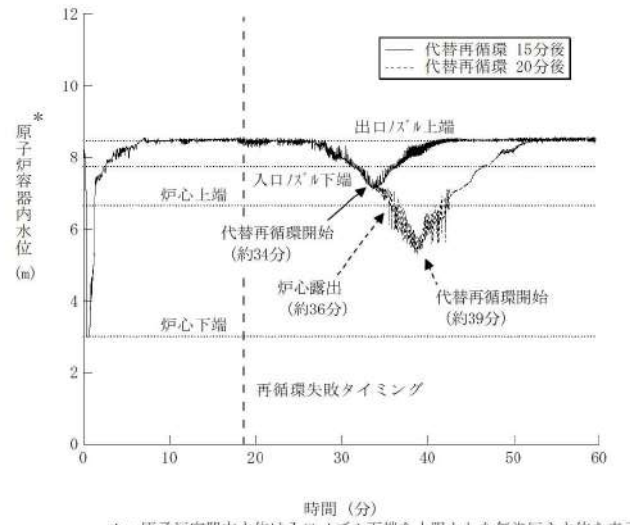
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.7 ECCS再循環機能喪失（添付資料 7.1.7.7 「ECCS再循環機能喪失」におけるMAAPの不確かさについて）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(参考2)</p> <p>「ECCS再循環機能喪失」における代替再循環準備について</p> <p>「ECCS再循環機能喪失」シーケンスにおいて、事象発生17分後にはECCS再循環不能が判断されるため、炉心へ注水を行うために早急な代替再循環運転を行う必要がある。</p> <p>以下に、事象発生から格納容器スプレイポンプによる代替再循環開始までの操作内容とタイムチャート（図-1）を示す。</p> <p>運転員は、大LOCAの発生により「非常用炉心冷却設備」及び「格納容器スプレイ作動」信号が発信し、格納容器スプレイポンプが両トレン正常に動作している場合、燃料取替用水ピット水位が再循環自動切換水位に到達することで、「再循環自動切換」信号が発信し、再循環運転に移行する。その後、再循環運転への自動切換に失敗すれば、現場での代替再循環ライン電動弁電源投入や中央制御室での代替再循環開始操作等を行う。一連の操作にかかる所要時間は、事象発生から代替再循環運転開始まで約32分、再循環切替失敗を起点とした場合約15分である。</p>	<p>(参考2)</p> <p>「ECCS再循環機能喪失」における代替再循環準備について</p> <p>「ECCS再循環機能喪失」シーケンスにおいて、事象発生19分後にはECCS再循環不能が判断されるため、炉心へ注水を行うために早急な代替再循環運転を行う必要がある。</p> <p>以下に、事象発生から格納容器スプレイポンプによる代替再循環開始までの操作内容とタイムチャート（図-1）を示す。</p> <p>運転員は、大LOCAの発生により「非常用炉心冷却設備作動」及び「格納容器スプレイ作動」信号が発信し、格納容器スプレイポンプが両トレン正常に動作している場合、燃料取替用水ピット水位が再循環切替水位に到達することで、中央制御室で再循環切替操作を開始する。その後、再循環運転への切替に失敗すれば、現場での代替再循環ライン手動弁開操作、中央制御室での代替再循環開始操作等を行う。一連の操作にかかる所要時間は、事象発生から代替再循環運転開始まで約34分、再循環切替失敗を起点とした場合約15分である。</p>	<p>相違理由</p> <p>解析結果の相違</p> <p>設備の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・大飯は自動切替、泊は手動切替（伊方と同様）
<p>図-1 代替再循環運転タイムチャート</p>	<p>図-1 代替再循環運転タイムチャート</p>	

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

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失（添付資料 7.1.7.8 ECCS 再循環機能喪失時の代替再循環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 2.7.9</p> <p style="text-align: center;">ECCS 再循環機能喪失時の代替再循環操作の時間余裕について</p> <p>1. はじめに</p> <p>ECCS 再循環機能喪失が発生した場合において、運用上実際に見込まれる操作開始時間である ECCS 再循環切替失敗から 15 分後に実施する格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作に対して、燃料被覆管温度の観点から、代替再循環操作の開始を 5 分遅くした場合の感度解析を実施した。なお、解析コードは M-RELAP5 を用いた。</p> <p>2. 影響評価</p> <p>ECCS 再循環切替失敗から 20 分後に格納容器スプレイポンプによる代替再循環を実施した結果を図 1 及び図 2 に示す。大破断 LOCA が発生し、事象発生後約 17 分で燃料取替用水ピット水位（3号炉：12.5%、4号炉：16.0%）に到達し、再循環切替を行うが、高圧再循環及び低圧再循環に失敗し、ECCS 再循環機能喪失に至る。事象発生時の約 33 分後に炉心が露出し燃料被覆管温度が上昇するが、その後、代替再循環による炉心への注水が開始されることで、燃料被覆管温度の上昇は抑えられ、低下に転じる。このときの燃料被覆管温度は約 786℃であり、燃料被覆管最高温度 1,200℃に対して十分な余裕がある。</p> <p>以上より、格納容器スプレイポンプによる代替再循環の操作時間には、ECCS 再循環切替失敗から 20 分程度の時間余裕があることが確認できた。</p>  <p style="text-align: center;">図 1 原子炉容器内水位の推移</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.1.7.8</p> <p style="text-align: center;">ECCS 再循環機能喪失時の代替再循環操作の時間余裕について</p> <p>1. はじめに</p> <p>ECCS 再循環機能喪失が発生した場合において、運用上実際に見込まれる操作開始時間である ECCS 再循環切替失敗から 15 分後に実施する格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作に対して、燃料被覆管温度の観点から、代替再循環操作の開始を 5 分遅くした場合の感度解析を実施した。なお、解析コードは M-RELAP5 コードを用いた。</p> <p>2. 影響評価</p> <p>ECCS 再循環切替失敗から 20 分後に格納容器スプレイポンプによる代替再循環を実施した結果を図 1 及び図 2 に示す。大破断 LOCA が発生し、事象発生後約 19 分で燃料取替用水ピット水位 16.5% に到達し、再循環切替を行うが、低圧再循環及び高圧再循環に失敗し、ECCS 再循環機能喪失に至る。事象発生時の約 36 分後に炉心が露出し燃料被覆管温度が上昇するが、その後、代替再循環による炉心への注水が開始されることで、燃料被覆管温度の上昇は抑えられ、低下に転じる。このときの燃料被覆管温度は約 480℃であり、燃料被覆管最高温度 1,200℃に対して十分な余裕がある。</p> <p>以上より、格納容器スプレイポンプによる代替再循環の操作時間には、ECCS 再循環切替失敗から 20 分程度の時間余裕があることが確認できた。</p>  <p style="text-align: center;">図 1 原子炉容器内水位の推移</p>	<p>解析結果の相違 再循環切替水位の相違</p>

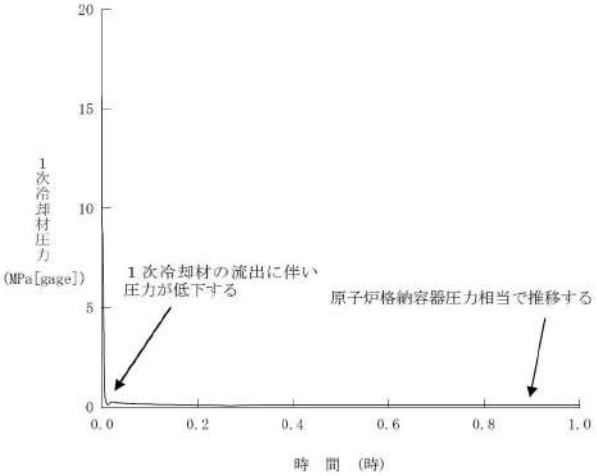
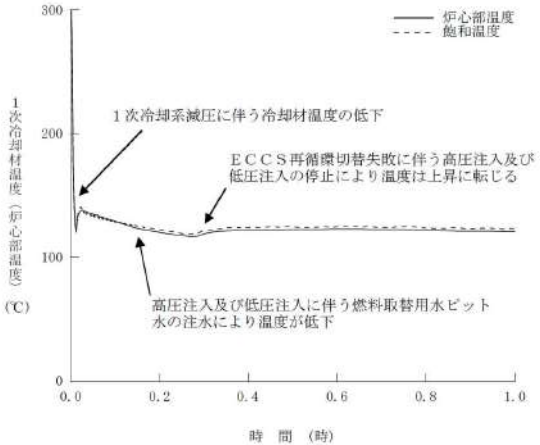
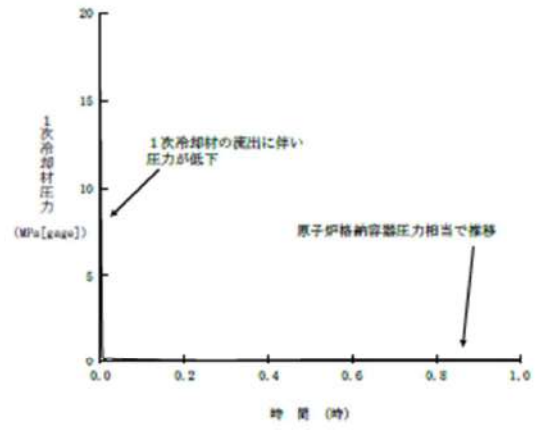
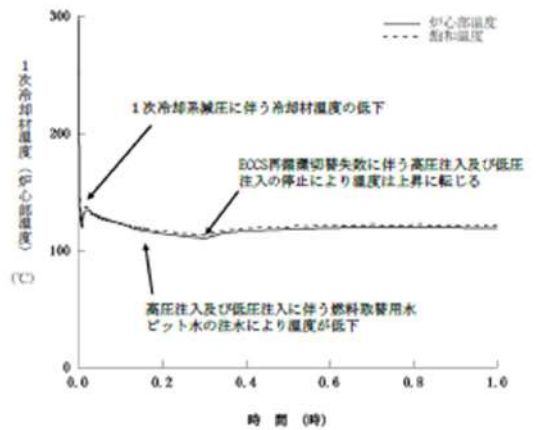
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失（添付資料 7.1.7.8 ECCS 再循環機能喪失時の代替再循環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>図2 燃料被覆管温度の推移</p>	<p>図2 燃料被覆管温度の推移</p>	

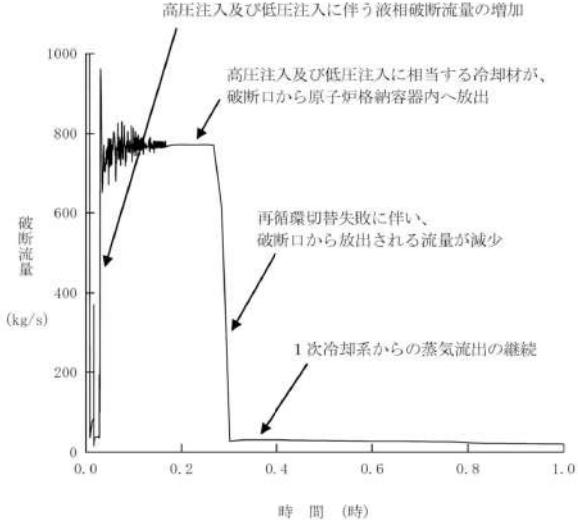
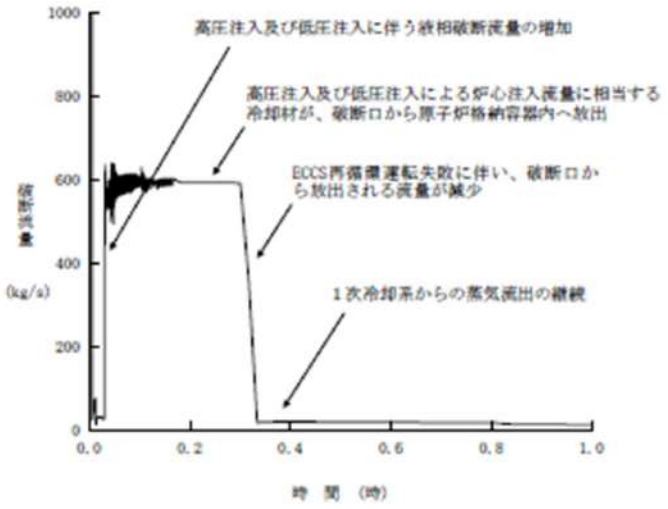
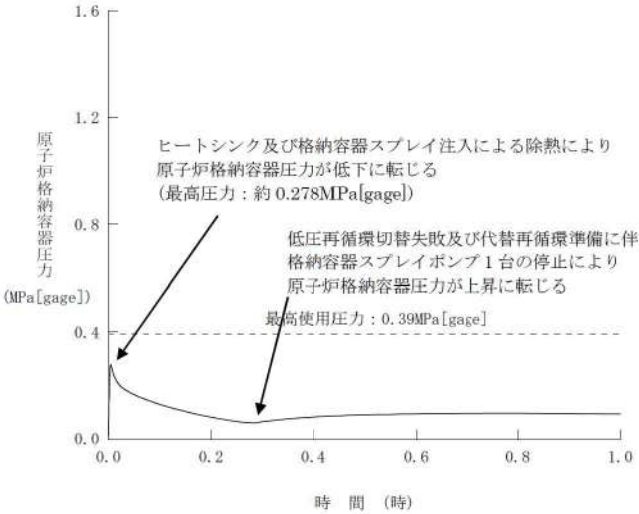
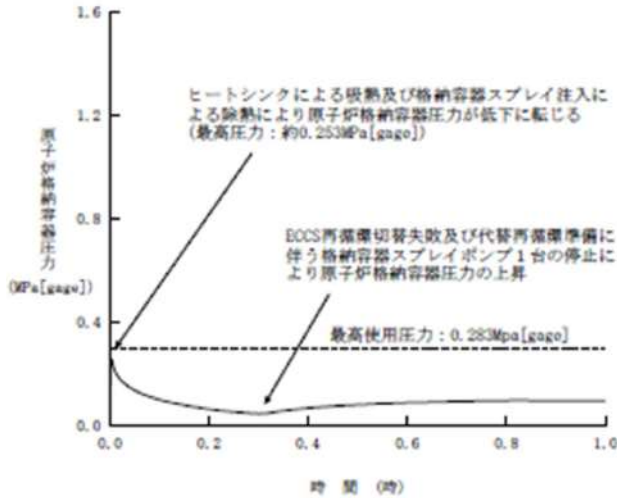
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.7 ECCS再循環機能喪失（添付資料 7.1.7.9 ECCS再循環機能喪失時における事象初期の応答について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p data-bbox="896 172 1048 194">添付資料 2.7.10</p> <p data-bbox="331 207 864 229">ECCS再循環機能喪失時における事象初期の応答について</p> <p data-bbox="170 274 810 296">ECCS再循環機能喪失時における主要な事象初期の応答を以下に示す。</p>  <p data-bbox="347 842 855 865">図1 1次冷却材圧力の推移（第2.7.5図の拡大図）</p>  <p data-bbox="291 1393 907 1415">図2 1次冷却材温度（炉心部温度）の推移（第2.7.6図の拡大図）</p>	<p data-bbox="1803 172 1955 194">添付資料 7.1.7.9</p> <p data-bbox="1256 207 1767 229">ECCS再循環機能喪失時における事象初期の応答について</p> <p data-bbox="1077 274 1695 296">ECCS再循環機能喪失時における主要な事象初期の応答を以下に示す。</p> <p data-bbox="1279 338 1762 360">ECCS再循環機能喪失時における事象初期の応答について</p> <p data-bbox="1202 399 1785 421">ECCS再循環機能喪失時における主要な事象初期の応答を以下に示す。</p>  <p data-bbox="1243 880 1785 903">図1 1次冷却材圧力の推移（本資料 第7.1.7.5図の拡大図）</p>  <p data-bbox="1243 1393 1785 1415">図2 1次冷却材温度の推移（本資料 第7.1.7.6図の拡大図）</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）

7.1.7 ECCS再循環機能喪失（添付資料 7.1.7.9 ECCS再循環機能喪失時における事象初期の応答について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図3 破断流量の推移（第2.7.7図の拡大図）</p>	 <p>図3 破断流量の推移（本資料 第7.1.7.7図の拡大図）</p>	
 <p>図4 原子炉格納容器圧力の推移（第2.7.15図の拡大図）</p>	 <p>図4 原子炉格納容器圧力の推移（本資料 第7.1.7.15図の拡大図）</p>	

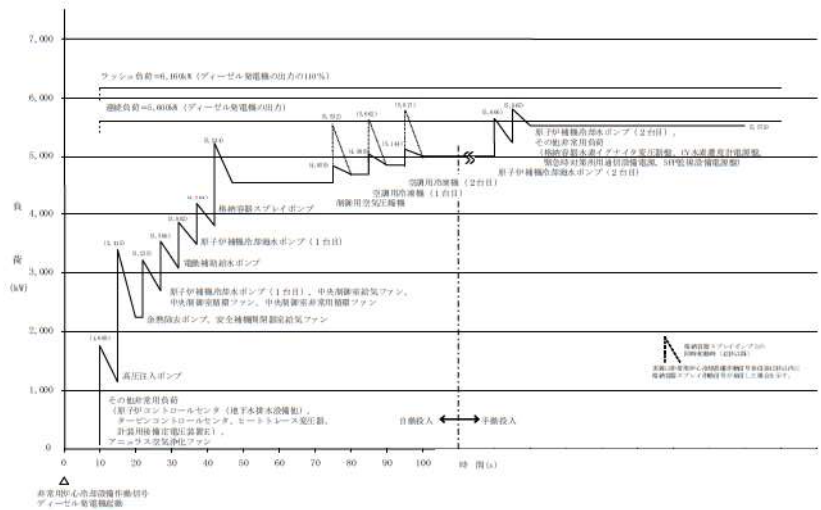
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失（添付資料 7.1.7.10 燃料、電源負荷評価結果について）

大飯発電所3 / 4号炉		泊発電所3号炉		相違理由																																										
<p>【参考：大飯の「2次冷却系からの除熱機能喪失」の添付資料の記載】</p> <p>添付資料 2.1.12</p> <p>燃料評価結果について</p> <p>1. 燃料消費に関する評価（2次冷却系からの除熱機能喪失） 重要事故シナゲンス【主給水流量喪失+補助給水機能喪失】 プラント状況：3、4号炉運転中。 事象：仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機から給電を想定し、事象発生後7日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合を想定する。</p>		<p>添付資料 7.1.7.10</p> <p>燃料、電源負荷評価結果について (ECCS 再循環機能喪失)</p> <p>1. 燃料消費に関する評価 重要事故シナゲンス【大破断LOCA時に低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失する事故】</p> <p>事象：仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合を想定する。</p>		<p>※新規作成</p> <p>記載方針の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>記載表現の相違 (女川実績の反映)</p>																																										
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">燃料種別</th> <th colspan="2">重油</th> </tr> <tr> <th colspan="2">号炉</th> <th>3号炉</th> <th>4号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">時系列</td> <td>事象発生直後～7日間 (=168h)</td> <td>非常用DG (3号炉用2台) 起動 (事象発生後自動起動、燃費については定格負荷を想定=事象発生後～事象発生後7日間(168h)) A-DG：燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh B-DG：燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh 合計：約 594,720kWh</td> <td>非常用DG (4号炉用2台) 起動 (事象発生後自動起動、燃費については定格負荷を想定=事象発生後～事象発生後7日間(168h)) A-DG：燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh B-DG：燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh 合計：約 594,720kWh</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 18.1kWh/h×1台×24h×7日間=約 3,041kWh</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 18.1kWh/h×1台×24h×7日間=約 3,041kWh</td> </tr> <tr> <td colspan="2">合計</td> <td>7日間 3号炉で消費する重油量 約 597,761kWh</td> <td>7日間 4号炉で消費する重油量 約 597,761kWh</td> </tr> <tr> <td colspan="2">結果</td> <td>3号炉に備蓄している重油量の合計は重油タンク (160kL、2基) 燃料油貯蔵タンク (150kL、2基) の合計より 620kL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合計は重油タンク (160kL、2基) 燃料油貯蔵タンク (150kL、2基) の合計より 620kL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)	非常用DG (3号炉用2台) 起動 (事象発生後自動起動、燃費については定格負荷を想定=事象発生後～事象発生後7日間(168h)) A-DG：燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh B-DG：燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh 合計：約 594,720kWh	非常用DG (4号炉用2台) 起動 (事象発生後自動起動、燃費については定格負荷を想定=事象発生後～事象発生後7日間(168h)) A-DG：燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh B-DG：燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh 合計：約 594,720kWh	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 18.1kWh/h×1台×24h×7日間=約 3,041kWh	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 18.1kWh/h×1台×24h×7日間=約 3,041kWh	合計		7日間 3号炉で消費する重油量 約 597,761kWh	7日間 4号炉で消費する重油量 約 597,761kWh	結果		3号炉に備蓄している重油量の合計は重油タンク (160kL、2基) 燃料油貯蔵タンク (150kL、2基) の合計より 620kL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合計は重油タンク (160kL、2基) 燃料油貯蔵タンク (150kL、2基) の合計より 620kLであることから、7日間は十分に対応可能	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">燃料種別</th> <th>軽油</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">時系列</td> <td>事象発生直後～事象発生後7日間 (=168h)</td> <td>ディーゼル発電機 2台起動 (ディーゼル発電機最大負荷 (100%出力) 時の燃料消費量) $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{台}$ $= \frac{5,800 \times 0.2311 \times 168}{825} \times 2 \text{台}$ $= \text{約 } 527.1 \text{ kL}$ </td> </tr> <tr> <td></td> <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=19,185.6L=約19.2kL</td> </tr> <tr> <td colspan="2">合計</td> <td>7日間で消費する軽油量の合計 約 546.3kL</td> </tr> <tr> <td colspan="2">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> </tr> </tbody> </table> <p>※ ディーゼル発電機軽油消費量計算式</p> $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma}$ <table border="0"> <tr> <td>V：軽油必要容量 (kL)</td> <td>N：発電機定格出力 (kW) = 5,800</td> </tr> <tr> <td>H：運転時間 (h) = 168 (7日間)</td> <td>γ：燃料油の密度 (kg/kL) = 825</td> </tr> <tr> <td>c：燃料消費率 (kg/kWh) = 0.2311</td> <td></td> </tr> </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)	ディーゼル発電機 2台起動 (ディーゼル発電機最大負荷 (100%出力) 時の燃料消費量) $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{台}$ $= \frac{5,800 \times 0.2311 \times 168}{825} \times 2 \text{台}$ $= \text{約 } 527.1 \text{ kL}$		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=19,185.6L=約19.2kL	合計		7日間で消費する軽油量の合計 約 546.3kL	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	V：軽油必要容量 (kL)	N：発電機定格出力 (kW) = 5,800	H：運転時間 (h) = 168 (7日間)	γ：燃料油の密度 (kg/kL) = 825	c：燃料消費率 (kg/kWh) = 0.2311	
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)	非常用DG (3号炉用2台) 起動 (事象発生後自動起動、燃費については定格負荷を想定=事象発生後～事象発生後7日間(168h)) A-DG：燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh B-DG：燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh 合計：約 594,720kWh	非常用DG (4号炉用2台) 起動 (事象発生後自動起動、燃費については定格負荷を想定=事象発生後～事象発生後7日間(168h)) A-DG：燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh B-DG：燃費約 1,770kWh/h×168h=約 297,360kWh 合計：約 594,720kWh																																											
	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 18.1kWh/h×1台×24h×7日間=約 3,041kWh	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 18.1kWh/h×1台×24h×7日間=約 3,041kWh																																											
合計		7日間 3号炉で消費する重油量 約 597,761kWh	7日間 4号炉で消費する重油量 約 597,761kWh																																											
結果		3号炉に備蓄している重油量の合計は重油タンク (160kL、2基) 燃料油貯蔵タンク (150kL、2基) の合計より 620kL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合計は重油タンク (160kL、2基) 燃料油貯蔵タンク (150kL、2基) の合計より 620kL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)	ディーゼル発電機 2台起動 (ディーゼル発電機最大負荷 (100%出力) 時の燃料消費量) $V = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{台}$ $= \frac{5,800 \times 0.2311 \times 168}{825} \times 2 \text{台}$ $= \text{約 } 527.1 \text{ kL}$																																												
		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=19,185.6L=約19.2kL																																												
合計		7日間で消費する軽油量の合計 約 546.3kL																																												
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																																												
V：軽油必要容量 (kL)	N：発電機定格出力 (kW) = 5,800																																													
H：運転時間 (h) = 168 (7日間)	γ：燃料油の密度 (kg/kL) = 825																																													
c：燃料消費率 (kg/kWh) = 0.2311																																														

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

7.1.7 ECCS 再循環機能喪失（添付資料 7.1.7.10 燃料、電源負荷評価結果について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【記載無し】</p>	<p>2. 電源に関する評価</p> <p>重要事故シーケンス【大破断LOCA時に低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失する事故】 事象：本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機による電源供給を想定した場合を想定する。</p> <p>評価結果：本重要事故シーケンスでは低圧再循環機能及び高圧再循環機能が喪失するものとする。ことから、重大事故等対策時の負荷は、下図の負荷曲線のうち再循環切替時に余熱除去ポンプ及び高圧注入ポンプの負荷を除いた負荷となる。このため、重大事故等対策時に必要な負荷は、設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p>  <p>図 工学的安全施設作動時におけるB-ディーゼル発電機の負荷曲線※1、2</p> <p>※1 A、B-ディーゼル発電機のうち、負荷の大きいB-ディーゼル発電機の負荷曲線を記載 ※2 本重要事故シーケンスの炉心損傷防止対策で使用するB-格納容器スプレイポンプによる代替再循環の負荷は、上図の負荷曲線に含まれる</p>	<p>記載方針の相違</p>

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE718-9 r.14.0
提出年月日	令和5年12月22日

泊発電所3号炉
重大事故等対策の有効性評価
比較表

7.1.8 格納容器バイパス

令和5年12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

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

7.1.8 格納容器バイパス

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

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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	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 (2/2)				
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
炉心損傷防止対策	<p>炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、主蒸気逃がし弁、高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備する。</p> <p>さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いたフィードアンドブリードを整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、余熱除去系による炉心冷却を整備する。また、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。</p>	<p>炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、主蒸気逃がし弁、充てん/高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備する。</p> <p>さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てん/高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリードを整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、及び余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。</p>	<p>炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として蒸気発生器2次側への注水と主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却、加圧器逃がし弁の開操作による1次冷却系の減圧並びに高圧注入ポンプ等による炉心注水を整備し、安定状態に向けた対策として、余熱除去系による炉心冷却を継続する。</p> <p>さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いたフィードアンドブリード、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱及び格納容器スプレイポンプを用いた代替再循環を整備する。</p>	<p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊では具体的な対策を記載しているが、対策の内容は大飯・高浜と同様 <p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊では余熱除去系の接続に失敗した場合の記載をまとめて記載しているが、対策の内容は大飯・高浜と同様
重要事故シーケンス	<ul style="list-style-type: none"> ・「インターフェイスシステム LOCA」 ・「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」 			相違なし
有効性評価の結果 (評価項目等)	<p>燃料被覆管温度：炉心が冠水状態にあることから初期値（約 390℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p>	<p>燃料被覆管温度：炉心が冠水状態にあることから初期値（約 380℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p>	<p>燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値（約 380℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p>	相違なし (設計の相違により燃料被覆管温度初期値が異なるが、いずれも初期値以下にとどまり 1,200℃以下となる)
a. インターフェイスシステム LOCA (上段) b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故 (下段)	<p>燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値（約 350℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p>	<p>燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値（約 340℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p>	<p>燃料被覆管温度：炉心は冠水状態にあることから初期値（約 350℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p>	

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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	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) 主な相違				
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	差異の説明
解析条件（IS-LOCA時の余熱除去機能の喪失）	泊と同じ	余熱除去機能が喪失するものとする。（2系統喪失）	余熱除去系入口隔離弁の誤開又は破損が発生した側の余熱除去機能が喪失するものとする。（1系統喪失）	設計の相違 ・設備構成の違いにより、高浜は余熱除去系2系統が機能喪失するのに対して、泊、大飯は余熱除去系1系統の機能喪失を想定
2-5) 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	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格納容器スプレイポンプ	A格納容器スプレイポンプ	B格納容器スプレイポンプ	－
	B格納容器スプレイポンプ	B格納容器スプレイポンプ	A格納容器スプレイポンプ	－
	高圧注入ポンプ	充てん/高圧注入ポンプ	高圧注入ポンプ	－
	充てんポンプ	充てん/高圧注入ポンプ	充てんポンプ	－
	格納容器スプレイ設備	格納容器スプレイ設備	原子炉格納容器スプレイ設備	－
	復水ビット	復水タンク	補助給水ビット	－
	余熱除去系統入口隔離弁	余熱除去系統入口隔離弁	余熱除去系入口隔離弁	－
記載表現の相違	1次冷却系	1次系	1次冷却系	（大飯と同様）
	2次冷却系	2次系	2次冷却系	（大飯と同様）
	閉操作	閉止	閉操作	（大飯と同様）
	開操作	開放	開操作	（大飯と同様）
	動作	作動	動作	（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
	蒸散	蒸散	蒸発	泊では「蒸発」で統一

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

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

7.1.8 格納容器バイパス

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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	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>したがって、本事故シーケンスグループでは、1次冷却系を減温、減圧し、漏えいを抑制することにより、炉心損傷を防止する。</p> <p>長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、主蒸気逃がし弁、高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備する。</p>	<p>したがって、本事故シーケンスグループでは、1次系を減温、減圧し、漏えいを抑制することにより、炉心損傷を防止する。</p> <p>長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、主蒸気逃がし弁、充てん/高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備する。</p>	<p>に対する重大事故等対処設備及びインターフェイスシステムLOCAの発生箇所の隔離に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図り、また、逃がし安全弁によって原子炉を減圧することによる原子炉冷却材の漏えいの抑制及びインターフェイスシステムLOCAの発生箇所の隔離によって、格納容器外への原子炉冷却材の流出の防止を図る。</p> <p>また、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）によ</p>	<p>設備及び格納容器バイパスの発生箇所の隔離に期待することが考えられる。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、高圧注入系及び充てん系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図り、また、加圧器逃がし弁及び主蒸気逃がし弁によって1次冷却系を減温、減圧することによる1次冷却材の漏えいの抑制及び格納容器バイパスの発生箇所の隔離によって、原子炉格納容器外への1次冷却材の流出の防止を図る。</p> <p>また、原子炉格納容器の圧力が上昇した場合は原子炉格納容器スプレイ作動信号により、原子炉格納容器スプレイ設備による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として蒸気発生器2次側への注水と主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却、加圧器逃がし弁の開操作による1次冷却系の減温、減圧及び高圧注入ポンプ等による炉心注水を整備し、安定状態に向けた対策として、余熱除去系による炉心冷却を整備する。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・泊では具体的な対策を記載</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	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>さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いたフィードアンドブリードを整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、余熱除去系による炉心冷却を整備する。また、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第2.8.1図及び第2.8.2図に、対応手順の概要を第2.8.3図から第2.8.6図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第2.8.1表及び第2.8.2表に示す。</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA 事故シークエンスグループのうち、「インターフェイスシステム LOCA」における3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計18名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員10名である。発電所構内に常駐</p>	<p>さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てん/高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリードを整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、及び余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第2.8.1.1図及び第2.8.1.2図に、対応手順の概要を第2.8.1.3図から第2.8.1.6図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第2.8.1.1表及び第2.8.1.2表に示す。</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA 事故シークエンスグループのうち、「インターフェイスシステム LOCA」における3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び本部要員で構成され、合計18名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視・指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員10名である。発電所構内に常駐している要員のう</p>	<p>る炉心冷却を継続する。</p> <p>また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第2.7.1図から第2.7.4図に、手順の概要を第2.7.5図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.7.1表に示す。</p> <p>本事故シークエンスグループの重要事故シークエンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員で構成され、合計30名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、発電課長1名、発電副長1名及び運転操作対応を行う運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は6名及び現場操作を行</p>	<p>さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いたフィードアンドブリード、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱及び格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。</p> <p>また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として原子炉格納容器スプレイ設備による原子炉格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第7.1.8.1図及び第7.1.8.2図に、手順の概要を第7.1.8.3図から第7.1.8.6図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.1.8.1表及び第7.1.8.2表に示す。</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA 事故シークエンスグループのうち、「インターフェイスシステム LOCA」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及び災害対策本部要員で構成され、合計12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</p>	<p>相違理由</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・余熱除去系の接続に失敗した場合の記載を合わせて記載</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 体制の相違 ・シングルプラントとツインプラントによる相違を除外し、対応操作、要員数ともに同等</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	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>している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は6名である。この必要な要員と作業項目について第2.8.7図に示す。</p> <p>(a) ブラントトリップの確認 事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。 ブラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認 「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。</p>	<p>ち、関係各所に通報連絡等を行う本部要員は6名である。この必要な要員と作業項目について第2.8.1.7図に示す。</p> <p>(a) ブラントトリップの確認 事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。 ブラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認 「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。</p>	<p>う重大事故等対応要員は17名である。必要な要員と作業項目について第2.7.6図に示す。</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA 発生 原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、インターフェイスシステム LOCA が発生する。破断箇所から原子炉冷却材が流出することにより、原子炉建屋ブローアウトパネルが開放する。</p> <p>b. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認 事象発生後に外部電源喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。</p> <p>c. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始する。</p>	<p>対策要員が2名、関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員は4名である。必要な要員と作業項目について第7.1.8.7図に示す。</p> <p>(a) ブラントトリップの確認 事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。 ブラントトリップを確認するために必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認 「ECCS 作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。</p>	<p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3／4号炉	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>安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>(c) 蓄圧注入系動作の確認 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。</p> <p>蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。</p> <p>(d) 余熱除去系統からの漏えいの判断 余熱除去系統からの漏えいの兆候があり加圧器水位及び圧力の低下、補助建屋内放射線監視モニタの指示上昇、蒸気発生器伝熱管漏えい監視モニタ指示正常等により、インターフェイスシステムLOCAの発生を判断する。</p> <p>余熱除去系統からの漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水</p>	<p>安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、高圧安全注入流量等である。</p> <p>(c) 蓄圧注入系動作の確認 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。</p> <p>蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。</p> <p>(d) 余熱除去系統からの漏えいの判断 余熱除去系統からの漏えいの兆候があり加圧器水位・圧力の低下、補助建屋内放射線監視モニタの指示上昇、格納容器内モニタ・蒸気発生器関連モニタ指示正常等により、インターフェイスシステムLOCAの発生を判断する。</p> <p>余熱除去系統からの漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水</p>	<p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉隔離時冷却系ポンプ出口流量等である。</p> <p>d. 高圧炉心スプレイ系機能喪失確認 原子炉水位低（レベル2）信号により高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発生するが、起動失敗又は出口流量等の指示が上昇しないこと等により高圧炉心スプレイ系機能喪失を確認する。 高圧炉心スプレイ系の機能喪失を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口流量等である。</p> <p>e. インターフェイスシステム LOCA 発生確認 原子炉水位及び原子炉圧力の低下により LOCA 事象を確認し、格納容器温度及び格納容器圧力の上昇がないことから格納容器外での漏えい事象であることを確認し、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力指示の上昇（破断面積が大きく漏えい量が多い場合は、運転員の対応なしに低下傾向を示す場合もある）により低圧設計部分が過圧されたことを確認し、インターフェイスシステム LOCA が発生したことを確認する。 インターフェイスシステム LOCA 発生を確認するために必要な計装</p>	<p>安全注入シーケンスの作動状況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る。</p> <p>(c) 蓄圧注入系動作の確認 1次冷却材圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。</p> <p>蓄圧注入系の動作を確認するために必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）である。</p> <p>(d) 余熱除去系統からの漏えいの判断 余熱除去系統からの漏えいの兆候があり加圧器水位及び圧力の低下、排気筒ガスモニタの指示上昇、蒸気発生器関連モニタ指示正常等によりインターフェイスシステムLOCAの発生を判断する。</p> <p>余熱除去系統からの漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水</p>	<p>【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3／4号炉	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>位等である。 (添付資料 2.8.12)</p> <p>(e) 余熱除去系統隔離 中央制御室での操作にて余熱除去ポンプを全台停止するとともに、燃料取替用水ピット水の流出を抑制するために、燃料取替用水ピットと余熱除去系統の隔離を行う。 また、1次冷却系保有水量低下を抑制するために1次冷却系の減圧操作を開始する前に、1次冷却系統と余熱除去系統の隔離操作を行う。 なお、隔離操作については漏えい側系統及び健全側系統ともに行う。 余熱除去系統隔離に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>(f) 余熱除去系統の隔離失敗の判断及び対応操作 1次冷却材圧力の低下が継続することで余熱除去系統の隔離失敗と判断し、燃料取替用水ピット補給操作を行う。 余熱除去系統の隔離失敗の判断</p>	<p>位等である。</p> <p>(e) 余熱除去系統隔離 中央制御室での操作にて余熱除去ポンプを全台停止するとともに、燃料取替用水タンク水の流出を抑制するために、燃料取替用水タンクと余熱除去系統の隔離を行う。 また、1次系保有水量低下を抑制するために1次系の減圧操作を開始する前に、1次冷却材系統と余熱除去系統の隔離操作を行う。 なお、隔離操作については漏えい側系統及び健全側系統ともに行う。 余熱除去系統隔離に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>(f) 余熱除去系統の隔離失敗の判断及び対応操作 1次冷却材圧力の低下が継続することで余熱除去系統の隔離失敗と判断し、燃料取替用水タンク補給操作を行う。 余熱除去系統の隔離失敗の判断</p>	<p>設備は、原子炉水位（広帯域）、ドライウエル圧力、高圧炉心スプレイ系ポンプ出口圧力等である。 なお、監視可能であればエリア放射線モニタ、床漏えい警報、火災報知器動作等により原子炉建屋内の状況を参考情報として得ることが可能である。</p> <p>f. 中央制御室での高圧炉心スプレイ系隔離失敗 中央制御室からの遠隔操作により高圧炉心スプレイ系の隔離操作を実施するが、HPCS 注入隔離弁の閉操作に失敗する。 高圧炉心スプレイ系の隔離失敗を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉圧力等である。</p>	<p>位等である。 (添付資料 7.1.8.18)</p> <p>(e) 余熱除去系統隔離 中央制御室での操作にて余熱除去ポンプを全台停止するとともに、燃料取替用水ピット水の流出を抑制するために、燃料取替用水ピットと余熱除去系統の隔離を行う。 また、1次冷却系保有水量の減少を抑制するために1次冷却系の減圧操作を開始する前に、1次冷却系統と余熱除去系統の隔離操作を行う。 なお、隔離操作については漏えい側系統及び健全側系統ともに行う。 余熱除去系統隔離を確認するために必要な計装設備は、低圧注入流量等である。</p> <p>(f) 余熱除去系統の隔離失敗の判断及び対応操作 1次冷却材圧力の低下が継続することで余熱除去系統の隔離失敗と判断し、燃料取替用水ピット補給操作を行う。 余熱除去系統の隔離失敗の判断</p>	<p>【高浜】 添付資料の相違</p> <p>【大飯、高浜】 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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	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>に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(g) 蒸気発生器2次側による炉心冷却 中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器2次側による1次冷却系の減温、減圧を行う。 蒸気発生器への注水は補助給水ポンプにて行う。 蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>(h) 加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧 非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次冷却系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動で開操作し、1次冷却系の強制減圧を行う。 加圧器逃がし弁操作の際は、1次冷却系のサブクール度を確保した段階で実施する。 加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(j) 蓄圧タンク出口弁閉操作 1次冷却材圧力計指示が0.6MPa[gage]になれば、蓄圧タンク出口弁を開操作する。</p>	<p>に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(g) 蒸気発生器2次側による炉心冷却 中央制御室にて主蒸気逃がし弁を全開し、蒸気発生器2次側による1次系の減温、減圧を行う。 蒸気発生器への注水は補助給水ポンプにて行う。 蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>(h) 加圧器逃がし弁開放による1次系減圧 非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動開放し、1次系の強制減圧を行う。 加圧器逃がし弁操作の際は、1次系のサブクール度を確保した段階で実施する。 加圧器逃がし弁開放による1次系減圧に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。 (添付資料2.8.1)</p> <p>(j) 蓄圧タンク出口弁閉止 1次冷却材圧力計指示が0.6MPa[gage]になれば、蓄圧タンク出口弁を閉止する。</p>	<p>g. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 中央制御室からの遠隔操作による高圧炉心スプレイ系の隔離が失敗するため、破断箇所からの漏えい量を抑制するため低圧注水機能による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室の遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）2個を手動操作し原子炉を急速減圧する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。</p> <p>h. 低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復確認 原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧注水機能の系統圧力を</p>	<p>に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）等である。</p> <p>(g) 蒸気発生器2次側による炉心冷却 中央制御室にて主蒸気逃がし弁を開操作し、蒸気発生器2次側による1次冷却系の減温、減圧を行う。 蒸気発生器への注水は補助給水ポンプにて行う。 蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域-高温側）等である。</p> <p>(h) 加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧 非常用炉心冷却設備停止条件確立及び1次冷却系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動で開操作し、1次冷却系の強制減圧を行う。 加圧器逃がし弁操作の際は、1次冷却系のサブクール度を確保した段階で実施する。 加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）等である。</p> <p>(i) 蓄圧タンク出口弁閉操作 非常用炉心冷却設備停止条件の満足又は1次冷却材圧力（広域）指示が0.6MPa[gage]になれば、蓄圧タンク出口弁を閉操作する。</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・ECCS停止条件の満足による出口弁閉止</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	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>蓄圧タンク出口弁閉操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>【比較のため(i)項を移動】</p> <p>(i) 高圧注入から充てん注入への切替え 非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。</p> <p>高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、高圧注入流量等である。 (添付資料2.8.1)</p> <p>【比較のため(1)項を移動】</p> <p>(1) 健全側余熱除去系による1次冷却系の冷却 余熱除去系統からの漏えい停止を確認すれば、健全側の余熱除去系による炉心冷却を開始する。</p> <p>余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温</p>	<p>蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>【比較のため(i)項を移動】</p> <p>(i) 高圧注入から充てん注入への切替え 非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。</p> <p>高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、高圧安全注入流量等である。</p> <p>【比較のため(1)項を移動】</p> <p>(1) 蒸気発生器2次側を使用した除熱の確認 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水及び主蒸気逃がし弁開放により蒸気発生器2次側を使用した除熱を継続して行う。</p> <p>蒸気発生器2次側を使用した除熱の確認に必要な計装設備は、1</p>	<p>下回ると原子炉への注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>原子炉水位の回復を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系ポンプ出口流量等である。</p> <p>i. 残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転 原子炉急速減圧によりサブプレッションプール水温が32℃を超えた時点で、低圧注水機能による原子炉注水が維持されていることを確認後、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転を開始する。</p> <p>残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）運転を確認するために必要な計装設備は、サブプレッションプール水温度等である。</p> <p>j. 現場操作での高圧炉心スプレイ系隔離操作 破断箇所からの漏えい抑制が継続し、現場操作によりHPCS注入隔離弁の全閉操作を実施し、高圧炉心スプレイ系を隔離する。</p> <p>高圧炉心スプレイ系の隔離を確認するために必要な計装設備は、</p>	<p>蓄圧タンク出口弁閉操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）等である。</p> <p>(j) 高圧注入から充てん注入への切替え 非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。</p> <p>高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、高圧注入流量等である。 (添付資料7.1.8.1)</p> <p>(k) 健全側余熱除去系による炉心冷却への切替え 1次冷却材圧力（広域）指示が2.7MPa[gage]以下、1次冷却材温度（広域－高温側）指示が177℃未満となり余熱除去系が使用可能となれば、健全側の余熱除去系による冷却を開始し、余熱除去系の運転状態を確認する。</p> <p>健全側余熱除去系による炉心冷却を判断するために必要な計装設</p>	<p>の場合もあるため明記（伊方と同様）</p> <p>【大飯、高浜】設備名称の相違</p> <p>【高浜】設備名称の相違</p> <p>【高浜】設計の相違 ・泊、大飯は余熱除去系1系統からの漏えいを想定しており、健全側の余熱除去系が使用可能であるため、切替操作を記載（伊方と同様）</p> <p>【大飯】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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	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>側温度（広域）等である。</p> <p>(k) 現場での余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認</p> <p>漏えい側余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）を閉操作することにより隔離を行い、余熱除去系統からの漏えい停止を確認する。なお、早期の流出停止を目的として、1次冷却材圧力を監視しつつ準備が整い次第、操作を実施する。</p> <p>現場での余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(添付資料 2.8.18)</p> <p>長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。</p> <p>なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。</p>	<p>次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>(k) 現場での余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認</p> <p>漏えい側余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）を閉止することにより隔離を行い、余熱除去系統からの漏えい停止を確認する。なお、早期の流出停止を目的として、1次冷却材圧力を監視しつつ準備が整い次第、操作を実施する。</p> <p>現場での余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p>	<p>原子炉水位（広帯域）等である。</p> <p>k. 高圧炉心スプレイ系隔離後の水位維持</p> <p>高圧炉心スプレイ系の隔離が成功した後は、低圧注水機能により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系ポンプ出口流量等である。</p> <p>以降、炉心冷却及び格納容器除熱は残留熱除去系により継続的に行う。</p>	<p>備は、1次冷却材温度（広域－高温側）等であり、余熱除去系の運転状態を確認するために必要な計装設備は低圧注入流量等である。</p> <p>(1) 現場での余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認</p> <p>漏えい側余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）を閉操作することにより隔離を行い、余熱除去系統からの漏えい停止を確認する。なお、早期の流出停止を目的として、1次冷却材圧力を監視しつつ準備が整い次第、操作を実施する。</p> <p>現場での余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止を確認するために必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）等である。</p> <p>(添付資料 7.1.8.19)</p> <p>以降、炉心冷却は余熱除去系により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。原子炉格納容器の圧力が上昇した場合でも、原子炉格納容器スプレイ作動信号により原子炉格納容器スプレイ設備が起動することで、原子炉格納容器除熱を継続的に行う。</p>	<p>・余熱除去系による炉心冷却を開始する条件等を詳細に記載（伊方、玄海と同様）</p> <p>【大飯、高浜】設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】設備名称の相違</p> <p>【高浜】添付資料の相違</p> <p>【大飯、高浜】記載方針の相違（女川実績の反映）</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	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. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故</p> <p>事故シーケンスグループのうち、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」における3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計16名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は6名である。この必要な要員と作業項目について第2.8.8図に示す。</p> <p>(a) ブラントトリップの確認</p> <p>事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</p> <p>また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。</p> <p>ブラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認</p> <p>「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動し</p>	<p>b. 蒸気発生器伝熱管破損発生時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故</p> <p>事故シーケンスグループのうち、「蒸気発生器伝熱管破損発生時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」における3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び本部要員で構成され、合計16名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視・指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、関係各所に通報連絡等を行う本部要員は6名である。この必要な要員と作業項目について第2.8.1.8図に示す。</p> <p>(a) ブラントトリップの確認</p> <p>事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</p> <p>また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。</p> <p>ブラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認</p> <p>「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動し</p>	<p>【要員に関して再掲】</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員で構成され、合計30名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、発電課長1名、発電副課長1名及び運転操作対応を行う運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は6名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は17名である。必要な要員と作業項目について第2.7.6図に示す。</p>	<p>b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故</p> <p>事故シーケンスグループのうち、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び災害対策本部要員で構成され、合計10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、関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員は4名である。必要な要員と作業項目について第7.1.8.8図に示す。</p> <p>(a) ブラントトリップの確認</p> <p>事象の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。</p> <p>また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を判断する。</p> <p>ブラントトリップの確認のために必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認</p> <p>「ECCS 作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動してい</p>	<p>【大飯、高浜】 体制の相違 ・シングルプラント とツインプラントによる相違を避け、対応操作、要員数ともに同等</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

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

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

7.1.8 格納容器バイパス

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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3／4号炉	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>備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(i) 蓄圧タンク出口弁閉操作 蓄圧注入による破損側蒸気発生器2次側への漏えい量を抑制するため、1次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力(4.04MPa[gage])になる前に蓄圧タンク出口弁を閉操作する。 蓄圧タンク出口弁閉操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(j) 高圧注入から充てん注入への切替え 非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。 高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>(k) 余熱除去系による炉心冷却 1次冷却材圧力計指示2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側温度(広域)計指示177℃以下となり余熱除去系統が使用可能になれば、1次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。 余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。</p>	<p>冷却材圧力等である。</p> <p>(i) 蓄圧タンク出口弁閉止 蓄圧注入による破損側蒸気発生器2次側への漏えい量を抑制するため、1次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力(4.04MPa[gage])になる前に蓄圧タンク出口弁を閉止する。 蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>(j) 高圧注入から充てん注入への切替え 非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。 高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、高圧安全注入流量等である。</p> <p>(k) 余熱除去系による炉心冷却 1次冷却材圧力計指示2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側温度(広域)計指示177℃以下となり余熱除去系統が使用可能になれば、1次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。 余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度(広域)等である。</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p>	<p>備は、1次冷却材圧力(広域)等である。</p> <p>(i) 蓄圧タンク出口弁閉操作 蓄圧注入による破損側蒸気発生器2次側への漏えい量を抑制するため、1次冷却材圧力が蓄圧タンクの保持圧力(4.04MPa[gage])になる前に蓄圧タンク出口弁を閉操作する。 蓄圧タンク出口弁閉操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力(広域)等である。</p> <p>(j) 高圧注入から充てん注入への切替え 非常用炉心冷却設備停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。 高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>(k) 余熱除去系による炉心冷却 1次冷却材圧力(広域)指示2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側温度(広域-高温側)指示177℃未満となり余熱除去系統が使用可能になれば、1次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。 余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材温度(広域-高温側)等である。</p>	<p>設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 運用の相違 (玄海と同様)</p> <p>【大飯、高浜】 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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	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>(l) 1次冷却系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止</p> <p>余熱除去系による冷却継続により、1次冷却系と破損側蒸気発生器を均圧させ、破損側蒸気発生器からの漏えいを停止する。</p> <p>破損側蒸気発生器からの漏えい停止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>以降、長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。</p>	<p>(l) 1次系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止</p> <p>余熱除去系による冷却継続により、1次系と破損側蒸気発生器を均圧させ、破損側蒸気発生器からの漏えいを停止する。</p> <p>破損側蒸気発生器からの漏えい停止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。</p> <p>以降、長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。</p>	<p>【参考：高圧・低圧注水機能喪失】</p> <p>以降、炉心冷却は、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水により継続的に行い、また、格納容器の除熱は原子炉格納容器フィルタベント系等により継続的に行う。</p>	<p>(l) 1次冷却系と破損側蒸気発生器均圧操作による破損側蒸気発生器からの漏えい停止</p> <p>余熱除去系による冷却継続により、1次冷却系と破損側蒸気発生器を均圧させ、破損側蒸気発生器からの漏えいを停止する。</p> <p>破損側蒸気発生器からの漏えい停止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）等である。</p> <p>以降、炉心冷却は余熱除去系により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。原子炉格納容器の圧力が上昇した場合でも、原子炉格納容器スプレイ作動信号により原子炉格納容器スプレイ設備が起動することで、原子炉格納容器除熱を継続的に行う。</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違 【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p>
<p>(m) 1次冷却系のフィードアンドブリード</p> <p>余熱除去系が使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁を手動で開操作し、充てん系によるフィードアンドブリードを行う。</p> <p>1次冷却系のフィードアンドブリードに必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p>	<p>(m) 1次系のフィードアンドブリード</p> <p>余熱除去系が使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁を手動で開放し、充てん注入によるフィードアンドブリードを行う。</p> <p>1次系のフィードアンドブリードに必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p>		<p>(m) 1次冷却系のフィードアンドブリード</p> <p>余熱除去系が使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁を手動で開操作し、充てん系によるフィードアンドブリードを行う。</p> <p>1次冷却系のフィードアンドブリードに必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域－高温側）等である。</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>
<p>(n) 代替再循環運転への切替え</p> <p>長期対策として、余熱除去系統が使用不能の場合、格納容器再循</p>	<p>(n) 代替再循環運転への切替え</p> <p>長期対策として、余熱除去系統が使用不能の場合、格納容器再循</p>		<p>(n) 代替再循環運転への切替え</p> <p>余熱除去系が使用不能の場合、格納容器再循環サンプ水位（広</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3／4号炉	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>環サンプ水位（広域）計指示が再循環運転可能水位（56%）に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位61%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。代替再循環運転に切替え後は、格納容器再循環サンプからA格納容器スプレイポンプを経てA格納容器スプレイ冷却器で冷却した水をA余熱除去系統及びA格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水することで、継続的な炉心冷却を行う。</p> <p>代替再循環運転への切替えに必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。</p>	<p>環サンプ広域水位計指示が再循環運転可能水位（67%）に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位72%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。代替再循環運転に切替え後は、格納容器再循環サンプからA格納容器スプレイポンプを経てA格納容器スプレイ冷却器で冷却した水をA余熱除去系統及びA格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心へ注水することで、継続的な炉心冷却を行う。</p> <p>代替再循環運転への切替えに必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。</p>		<p>域）指示が再循環運転可能水位（71%）に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位76%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。代替再循環運転に切替え後は、格納容器再循環サンプからB－格納容器スプレイポンプを経てB－格納容器スプレイ冷却器で冷却した水をB－余熱除去系統及びB－格納容器スプレイ系統に整備している連絡ラインより炉心注水することで、継続的な炉心冷却を行う。</p> <p>代替再循環運転への切替えに必要な計装設備は、低圧注入流量等である。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 7.1.8.16）</p>	<p>設備名称の相違 【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違 ・泊はB系を使用するが、大阪、高浜はA系を使用する ・使用する設備については同等</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違 【大阪、高浜】 記載箇所の相違（女川実績の反映） ・泊は炉心冷却に合わせて格納容器除熱に関して(1)項に記載</p> <p>【大阪、高浜】 添付資料の相違 ・泊では再循環切替水位について添付資料を新規作成</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	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、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.8.3表及び第2.8.4表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>(添付資料2.8.3)</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA</p> <p>(a) 事故条件</p> <p>i. 起回事象</p> <p>起回事象として、余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損による余熱除去系統の圧力上昇により、余熱除去系統からの漏えいが発生するものとする。1次冷却材の漏えい箇所として、余熱除去系逃がし弁、余熱除去系機器等からの漏えいが発生するものとする。余熱除去ポンプ入</p>	<p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.8.2.1表及び第2.8.2.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>(添付資料2.8.3)</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA</p> <p>(a) 事故条件</p> <p>i. 起回事象</p> <p>起回事象として、余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損による余熱除去系統の圧力上昇により、余熱除去系統からの漏えいが発生するものとする。1次冷却材の漏えい箇所として、余熱除去系逃がし弁の作動、余熱除去系機器等からの漏えいが発生するものとする。余熱除去ボ</p>	<p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.7.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>破断箇所は、運転中に弁の開閉試験を実施する系統のうち、原子炉圧力容器から低圧設計配管までの弁数が2個であり、インターフェイスシステム LOCA が発生する可能性が最も高く、かつ、機能喪失時の事象進展が厳しくなる高圧炉心スプレイ系の低圧設計部であるポンプの吸込</p>	<p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.1.8.3表及び第7.1.8.4表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>(添付資料7.1.8.3)</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA</p> <p>(a) 事故条件</p> <p>i. 起回事象</p> <p>起回事象として、余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損による余熱除去系統の圧力上昇により、余熱除去系統からの漏えいが発生するものとする。1次冷却材の漏えい箇所として、余熱除去系逃がし弁、余熱除去系機器等からの漏えいが発生するものとする。余熱除去ポンプ入口</p>	<p>を実施している</p> <p>・泊はCVバイパス対象で加圧器水位の調整方法は同一の扱いのため感度解析は不要（高浜1/2号炉と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	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>口逃がし弁及び余熱除去冷却器出口逃がし弁の破断口径については、実機における口径を基に設定し、余熱除去系機器等については、実機における破断面積に係る評価値に余裕を考慮した値を設定する。また、余熱除去系機器等の破断面積の評価においては、余熱除去系統の圧力挙動の評価結果を踏まえ、配管破断は生じることなく、余熱除去系統の低压側に静的に1次冷却系統の圧力及び温度相当まで加圧及び加温されるものとしている。</p> <p>(i) 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁 (等価直径約2.5cm(約1インチ)相当、1個)</p> <p>(ii) 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁 (等価直径約10cm(約4インチ)相当、1個)</p> <p>(iii) 原子炉格納容器外の余熱除去系機器等(等価直径約2.8cm(約1.12インチ)相当) (添付資料2.8.4)</p> <p>ii. 安全機能の喪失に対する仮定 余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損が発生した側の余熱除去機能が喪失するものとする。</p>	<p>ンブ入口逃がし弁及び余熱除去冷却器出口逃がし弁の破断口径については、実機における口径を基に設定し、余熱除去系機器等については、実機における破断面積に係る評価値に余裕を考慮した値を設定する。また、余熱除去系機器等の破断面積の評価においては、余熱除去系統の圧力挙動の評価結果を踏まえ、配管破断は生じることなく、余熱除去系統の低压側に静的に1次冷却材系統の圧力及び温度相当まで加圧及び加温されるものとしている。</p> <p>(i) 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁(低温側2個、高温側1個) (等価直径約3.3cm(約1.3インチ)相当)</p> <p>(ii) 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁(2個) (等価直径約11cm(約4.2インチ)相当)</p> <p>(iii) 原子炉格納容器外の余熱除去系機器等(等価直径約4.1cm(約1.6インチ)相当) (添付資料2.8.4)</p> <p>ii. 安全機能の喪失に対する仮定 余熱除去機能が喪失するものとする。</p>	<p>配管とする。</p> <p>他の系統^{※1}では隔離弁の開閉試験が行われないか又は開閉試験中に2個以上の弁で隔離機能が維持されることに対して、高圧炉心スプレイ系は開閉試験時に隔離弁が1個となる。</p> <p>※1 残留熱除去系(低圧注水モード)、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)及び低圧炉心スプレイ系がある。低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水モード)については、低圧設計配管までの弁数が3個設置されている。また、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)については、低圧設計配管までの弁数が2個であるが、運転中の隔離弁の開閉試験は実施しない。</p> <p>破断面積は、低圧設計部の耐圧バウンダリとなる箇所に対して、実耐力を踏まえた評価を行った結果、25cm²を超えないことを確認しているが、保守的に約35cm²とする。</p> <p>(添付資料2.7.1)</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 インターフェイスシステムLOCAが発生した高圧炉心スプレイ系が機能喪失するものとする。</p>	<p>逃がし弁及び余熱除去冷却器出口逃がし弁の破断口径については、実機における口径を基に設定し、余熱除去系機器等については、実機における破断面積に係る評価値に余裕を考慮した値を設定する。また、余熱除去系機器等の破断面積の評価においては、余熱除去系統の圧力挙動の評価結果を踏まえ、配管破断は生じることなく、余熱除去系統の低压側に静的に1次冷却系統の圧力及び温度相当まで加圧及び加温されるものとしている。</p> <p>(i) 原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁 (等価直径約2.5cm(1インチ)相当、1個)</p> <p>(ii) 原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁 (等価直径約7.6cm(3インチ)相当、1個)</p> <p>(iii) 原子炉格納容器外の余熱除去系機器等(等価直径約2.9cm(1.15インチ)相当) (添付資料7.1.8.4)</p> <p>ii. 安全機能の喪失に対する仮定 余熱除去系入口隔離弁の誤開又は破損が発生した側の余熱除去系が機能喪失するものとする。</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・高浜は余熱除去系2系統からの漏えいに対して泊、大飯は1系統からの漏えいを想定する ・破断口径の相違 ・数値の約に関する記載は伊方と同様</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・高浜は余熱除去系2系統からの漏えいに対して泊、大飯は</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	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>iii. 外部電源</p> <p>外部電源はないものとする。</p> <p>外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。</p> <p>(b) 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>i. 高圧注入ポンプ</p> <p>炉心への注水は、高圧注入ポンプ2台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：0m³/h～約</p>	<p>iii. 外部電源</p> <p>外部電源はないものとする。</p> <p>外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。</p> <p>(b) 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>i. 充てん/高圧注入ポンプ</p> <p>炉心への注水は、充てん/高圧注入ポンプ2台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：0m³/h～約</p>	<p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源なしの場合は、給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低（レベル2）信号にて発生するものとする。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号</p> <p>原子炉スクラムは、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系</p> <p>原子炉隔離時冷却系が、原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、90.8m³/h（7.86MPa[gage]～1.04MPa[gage]）においての流量で注水するものとする。</p>	<p>iii. 外部電源</p> <p>外部電源なしの場合は、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点で炉心冷却上厳しくなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。</p> <p>(b) 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>i. 原子炉トリップ信号</p> <p>原子炉トリップは、「原子炉圧力低」信号によるものとする。</p> <p>ii. 高圧注入ポンプ</p> <p>炉心への注水は、高圧注入ポンプ2台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：0 m³/h～約</p>	<p>1 系統漏えいを想定するため</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】 記載方針の相違（女川実績の反映）</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	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>360m³/h、OMPa[gage]～約15.8MPa[gage]を用いるものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の60秒後に4基の蒸気発生器に合計370m³/hの流量で注水するものとする。</p> <p>iii. 蓄圧タンク 蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで1次冷却系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、最低保有水量を用いる。なお、本事象は事象発生後の事象進展が比較的早く、蓄圧タンクの初期条件の不確かさによる漏えい量に与える影響は小さいことから、他の事象と同様に以下の取扱いとする。</p> <p>蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力） 4.04MPa[gage] 蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量） 26.9m³（1基当たり）</p>	<p>220m³/h、OMPa[gage]～約19.4MPa[gage]を用いるものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達60秒後に3基の蒸気発生器に合計280m³/hの流量で注水するものとする。</p> <p>iii. 蓄圧タンク 蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで1次系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、評価項目となるパラメータに与える影響を確認した上で、最低保有水量を用いる。なお、本事象は事象発生後の事象進展が比較的早く、蓄圧タンクの初期条件の不確かさによる漏えい量に与える影響は小さいことから、他の事象と同様に以下の取扱いとする。</p> <p>蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力） 4.04MPa[gage] 蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量） 29.0m³（1基当たり）</p>	<p>(c) 低圧炉心スプレイ系 原子炉水位低（レベル1）で自動起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に、1.050m³/h（0.78MPa[dif]において）（最大1,135m³/h）の流量で注水するものとする。</p> <p>(d) 残留熱除去系（低圧注水モード） 原子炉水位低（レベル1）で自動起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に、1台当たり1,136m³/h（0.14MPa[dif]において）（最大1,191m³/h）の流量で注水するものとする。</p> <p>(e) 逃がし安全弁 逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能）（2個）を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。</p>	<p>350m³/h、0MPa[gage]～約15.7MPa[gage]を用いるものとする。</p> <p>iii. 補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達60秒後に3基の蒸気発生器に合計150m³/hの流量で注水するものとする。</p> <p>iv. 蓄圧タンク 蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで1次冷却系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いるものとする。また、初期保有水量については、最低保有水量を用いるものとする。なお、本事象は事象発生後の事象進展が比較的早く、蓄圧タンクの初期条件の不確かさによる漏えい量に与える影響は小さいことから、他の事象と同様に以下の取扱いとする。</p> <p>蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力） 4.04MPa[gage] 蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量） 29.0m³（1基当たり）</p>	<p>設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・泊は指針を満足する範囲で設計の合理化を図ったためポンプ容量が小さい</p> <p>【高浜】 記載方針の相違</p> <p>【大阪】</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	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>(添付資料 2. 8. 5)</p> <p>iv. 主蒸気逃がし弁 2次冷却系強制冷却として主蒸気逃がし弁 4 個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。</p> <p>v. 余熱除去系逃がし弁吹止まり圧力 余熱除去冷却器出口逃がし弁及び余熱除去ポンプ入口逃がし弁は、設計値にて閉止するものとする。</p> <p>(c) 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1. 3. 5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>i. 主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却は、事象の判断、余熱除去系統の隔離操作、主蒸気逃がし弁の開操作時間等を考慮して、非常用炉心冷却設備作動信号発信から25分後に開始するものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>iii. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉するも</p>	<p>(添付資料 2. 8. 5)</p> <p>iv. 主蒸気逃がし弁 2次系強制冷却として主蒸気逃がし弁 3 個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。</p> <p>v. 余熱除去系逃がし弁吹止まり圧力 余熱除去冷却器出口逃がし弁及び余熱除去ポンプ入口逃がし弁は、設計値にて閉止するものとする。</p> <p>(c) 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1. 3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>i. 主蒸気逃がし弁の開放による2次系強制冷却は、事象の判断、余熱除去系の隔離操作、主蒸気逃がし弁の開操作時間等を考慮して、非常用炉心冷却設備作動信号発信から25分後に開始するものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>iii. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉す</p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1. 3. 5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、インターフェイシステムLOCAの発生を確認した後、中央制御室において隔離操作を行うが、その隔離操作失敗の判断時間及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の操作時間に余裕時間を考慮して事象発生から30分後に開始するものとする。</p> <p>(b) 高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作は、インターフェイシステムLOCA発生時の現場環</p>	<p>(添付資料7. 1. 8. 5)</p> <p>v. 主蒸気逃がし弁 2次冷却系強制冷却として主蒸気逃がし弁 3 個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10%を処理するものとする。</p> <p>vi. 余熱除去系逃がし弁吹止まり圧力 余熱除去冷却器出口逃がし弁及び余熱除去ポンプ入口逃がし弁は、設計値にて閉止するものとする。</p> <p>(c) 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「6. 3. 5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>i. 主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却は、事象の判断、余熱除去系統の隔離操作、主蒸気逃がし弁の開操作時間等を考慮して、非常用炉心冷却設備作動信号発信から25分後に開始するものとする。</p> <p>ii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>iii. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉す</p>	<p>設計の相違</p> <p>【大阪】 設計の相違</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	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>のとする。</p> <p>(i)非常用炉心冷却設備停止条件成立前</p> <p>イ. サブクール度 60℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作</p> <p>(ii)非常用炉心冷却設備停止条件成立後</p> <p>イ. サブクール度 20℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作</p> <p>iv. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立、又は原子炉トリップ後2.5時間経過すれば、炉心注水を高圧注入から充てん注入に同時に切り替えるものとする。</p>	<p>るものとする。</p> <p>(i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前</p> <p>イ. サブクール度 60℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作</p> <p>(ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後</p> <p>イ. サブクール度 20℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作</p> <p>iv. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立、又は原子炉トリップ後1時間経過すれば、充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水を、高圧注入から充てん注入に切り替えるものとし、切替えに2分の操作時間を考慮するものとする。</p>	<p>境条件を考慮し、事象発生から4時間20分後に開始するものとし、操作時間は40分間とする。</p> <p>(添付資料 2.7.1)</p>	<p>るものとする。</p> <p>(i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前</p> <p>イ. サブクール度 60℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作</p> <p>(ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後</p> <p>イ. サブクール度 20℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作</p> <p>iv. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立、又は原子炉トリップ後1時間経過すれば、蓄圧タンクを隔離し、炉心注水を高圧注入から充てん注入に同時に切り替えるものとして、4分の操作時間を考慮するものとする。</p>	<p>【大飯】 設計の相違</p> <p>・充てん注入による除熱可能な時間が大飯は泊よりも短い</p> <p>【大飯、高浜】 解析条件の相違</p> <p>・泊では運転手順との整合を図り蓄圧タンク隔離後に充てんポンプによる注水に切り替えるが、大飯、高浜は充てん注入開始後に蓄圧タンクを隔離する条件としている（高浜 1/2号炉と同様）</p> <p>・図表第 7.1.8.4 図の約60分は蓄圧タンクからの隔離ではな</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	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>(i) サブクール度 40℃以上 (ii) 加圧器水位 50%以上</p> <p>(iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中 (iv) 蒸気発生器狭域水位下端以上又は電動補助給水ポンプ1台が設計流量以上で注水中</p> <p>【比較のため移動】 vi. 運用上実際の操作では、充てんポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するが、漏えい側余熱除去ポンプ入口弁の閉止と同時に充てんポンプを停止するものとする。</p> <p>v. 以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば、健全側余熱除去系による炉心冷却を開始するものとする。 (i) 1次冷却材温度 177℃以下 (ii) 1次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下</p> <p>b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故 (a) 事故条件 i. 起回事象</p>	<p>(i) サブクール度 40℃以上 (ii) 加圧器水位 50%以上</p> <p>(iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中 (iv) 蒸気発生器狭域水位下端以上又は電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中</p> <p>v. 運用上実際の操作では、充てん/高圧注入ポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するが、漏えい側余熱除去ポンプ入口弁の閉止と同時に充てん/高圧注入ポンプを停止するものとする。</p> <p>b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故 (a) 事故条件 i. 起回事象</p>	<p>(i) サブクール度 40℃以上 (ii) 加圧器水位 50%以上で安定又は上昇中 (iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中 (iv) 蒸気発生器狭域水位下端以上又は電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中</p> <p>v. 充てんポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持する。</p> <p>vi. 以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば、健全側余熱除去設備による炉心冷却を開始するものとする。 (i) 1次冷却材温度 177℃未満 (ii) 1次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下</p> <p>b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故 (a) 事故条件 i. 起回事象</p>	<p>(i) サブクール度 40℃以上 (ii) 加圧器水位 50%以上で安定又は上昇中 (iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中 (iv) 蒸気発生器狭域水位下端以上又は電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中</p> <p>v. 充てんポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持する。</p> <p>vi. 以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば、健全側余熱除去設備による炉心冷却を開始するものとする。 (i) 1次冷却材温度 177℃未満 (ii) 1次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下</p> <p>b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故 (a) 事故条件 i. 起回事象</p>	<p>く、非常用炉心冷却設備停止条件が成立する時間を示す。 【大飯、高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊は安定又は上昇中も条件であること を明記（伊方と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 解析条件の相違 ・泊は解析と実際の操作が同一（伊方と同様）</p> <p>【高浜】 設計の相違 ・泊、大飯は余熱除去系1系統からの漏えいを想定しており、健全側の余熱除去系が使用可能</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	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>起因事象として、1基の蒸気発生器の伝熱管1本が瞬時に両端破断を起こすものとする。</p> <p>ii. 安全機能の喪失に対する仮定 破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気逃がし弁が動作した時点で、破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁1個が開固着するものとする。</p> <p>iii. 外部電源 外部電源はないものとする。 外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。</p> <p>(b) 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>i. 高圧注入ポンプ 炉心への注水は、高圧注入ポンプ2台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：0m³/h～約360m³/h、0MPa[gage]～約15.8MPa[gage]）を用いるものとする。</p>	<p>起因事象として、1基の蒸気発生器の伝熱管1本が瞬時に両端破断を起こすものとする。</p> <p>ii. 安全機能の喪失に対する仮定 破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気逃がし弁が動作した時点で、破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁1個が開固着するものとする。</p> <p>iii. 外部電源 外部電源はないものとする。 外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。</p> <p>(b) 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>i. 充てん/高圧注入ポンプ 炉心への注水は、充てん/高圧注入ポンプ2台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に余裕を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：0m³/h～約220m³/h、0MPa[gage]～約19.4MPa[gage]）を用いるものとする。</p>	<p>【再掲】</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p>	<p>起因事象として、1基の蒸気発生器の伝熱管1本が瞬時に両端破断を起こすものとする。</p> <p>ii. 安全機能の喪失に対する仮定 破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気逃がし弁が動作した時点で、破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁1個が開固着するものとする。</p> <p>iii. 外部電源 外部電源なしの場合は、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設の作動遅れの観点で炉心冷却上厳しくなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。</p> <p>(b) 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>i. 原子炉トリップ信号 原子炉トリップは、「原子炉圧力低」信号あるいは「過大温度ΔT高」信号によるものとする。</p> <p>ii. 高圧注入ポンプ 炉心への注水は、高圧注入ポンプ2台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：0m³/h～約350m³/h、0MPa[gage]～約15.7MPa[gage]）を用いるものとする。</p>	<p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	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>ii. 補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達の60秒後に4基の蒸気発生器に合計370m³/hの流量で注水するものとする。</p> <p>iii. 主蒸気逃がし弁 2次冷却系強制冷却のため、健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁3個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。</p> <p>(c) 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>i. 破損側蒸気発生器の隔離操作として、原子炉トリップから10分後に、破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉操作、破損側蒸気発生器への補助給水の停止操作及び破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁の閉操作を開始し、操作完了に約2分を</p>	<p>ii. 補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達の60秒後に3基の蒸気発生器に合計280m³/hの流量で注水するものとする。</p> <p>iii. 主蒸気逃がし弁 2次系強制冷却のため、健全側の主蒸気逃がし弁2個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。</p> <p>(c) 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>i. 破損側蒸気発生器の隔離操作として、原子炉トリップから10分後に、破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止操作、破損側蒸気発生器への補助給水の停止操作及び破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁の閉止操作を開始し、操作完了に約2</p>		<p>iii. 補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、非常用炉心冷却設備作動限界値到達60秒後に3基の蒸気発生器に合計150m³/hの流量で注水するものとする。</p> <p>iv. 主蒸気逃がし弁 2次冷却系強制冷却のため、健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁2個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁1個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。</p> <p>(c) 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>i. 破損側蒸気発生器の隔離操作として、原子炉トリップから10分後に、破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉操作、破損側蒸気発生器への補助給水の停止操作及び破損側蒸気発生器につながる主蒸気隔離弁の閉操作を開始し、操作完了に約2分を</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・泊は指針を満足する範囲で設計の合理化を図ったためポンプ容量が小さい</p> <p>【大飯】 設計の相違</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	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>要するものとする。</p> <p>ii. 健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁の開操作は、破損側蒸気発生器隔離操作の完了時点で開始し、操作完了に1分を要するものとする。</p> <p>iii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>iv. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。</p> <p>(i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前</p> <p>イ. サブクール度 60℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作</p> <p>(ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後</p> <p>イ. サブクール度 20℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作</p> <p>v. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立すれば、炉心注水を高圧注入から充てん注入に切り替えるものとし、切替えに2分の操作時間を考慮するものとする。</p> <p>(i) サブクール度 40℃以上</p> <p>(ii) 加圧器水位 50%以上</p>	<p>分を要するものとする。</p> <p>ii. 健全側の主蒸気逃がし弁の開操作は、破損側蒸気発生器隔離操作の完了時点で開始し、操作完了に1分を要するものとする。</p> <p>iii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>iv. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。</p> <p>(i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前</p> <p>イ. サブクール度 60℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作</p> <p>(ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後</p> <p>イ. サブクール度 20℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作</p> <p>v. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立すれば、充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水を、高圧注入から充てん注入に切り替えるものとし、切替えに2分の操作時間を考慮するものとする。</p> <p>(i) サブクール度 40℃以上</p> <p>(ii) 加圧器水位 50%以上</p>		<p>要するものとする。</p> <p>ii. 健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁の開操作は、破損側蒸気発生器隔離操作の完了時点で開始し、操作完了に1分を要するものとする。</p> <p>iii. 補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。</p> <p>iv. 加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、1個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。</p> <p>(i) 非常用炉心冷却設備停止条件成立前</p> <p>イ. サブクール度 60℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50%以上で閉操作</p> <p>(ii) 非常用炉心冷却設備停止条件成立後</p> <p>イ. サブクール度 20℃以上で開操作</p> <p>ロ. サブクール度 10℃以下で閉操作</p> <p>v. 以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立すれば、炉心注水を高圧注入から充てん注入に切り替えるものとし、切替えに2分の操作時間を考慮するものとする。</p> <p>(i) サブクール度 40℃以上</p> <p>(ii) 加圧器水位 50%以上で安定</p>	<p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大阪、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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	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>(iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中</p> <p>(iv) 健全側蒸気発生器の狭域水位下端以上又は健全側蒸気発生器への電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中</p> <p>vi. 充てんポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。</p> <p>vii. 以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系による炉心冷却を開始するものとする。</p> <p>(i) 1次冷却材温度 177℃以下</p> <p>(ii) 1次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA</p> <p>インターフェイスシステム LOCA の事象進展を第 2.8.4 図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第 2.8.9 図から第 2.8.20 図、給水流量及び蒸気流量の2次冷却系パラメータの推移を第 2.8.21 図及び第 2.8.22 図に示す。</p>	<p>(iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中</p> <p>(iv) 健全側の蒸気発生器狭域水位下端以上又は健全側蒸気発生器への電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中</p> <p>vi. 充てん/高圧注入ポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。</p> <p>vii. 以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系による炉心冷却を開始するものとする。</p> <p>(i) 1次冷却材温度 177℃以下</p> <p>(ii) 1次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA</p> <p>インターフェイスシステム LOCA の事象進展を第 2.8.1.4 図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次系保有水量、燃料被覆管温度等の1次系パラメータの推移を第 2.8.2.1 図から第 2.8.2.12 図、給水流量及び蒸気流量の2次系パラメータの推移を第 2.8.2.13 図及び第 2.8.2.14 図に示す。</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シナリオにおける原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※2、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内保有水量の推移を第2.7.7図から第2.7.12図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向</p>	<p>又は上昇中</p> <p>(iii) 1次冷却材圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中</p> <p>(iv) 健全側蒸気発生器の蒸気発生器狭域水位下端以上又は健全側蒸気発生器への電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中</p> <p>vi. 充てんポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。</p> <p>vii. 以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系による炉心冷却を開始するものとする。</p> <p>(i) 1次冷却材温度 177℃未満</p> <p>(ii) 1次冷却材圧力 2.7MPa[gage]以下</p> <p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>a. インターフェイスシステム LOCA</p> <p>インターフェイスシステム LOCA の事象進展を第 7.1.8.4 図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第 7.1.8.9 図から第 7.1.8.20 図に、給水流量及び蒸気流量の2次冷却系パラメータの推移を第 7.1.8.21 図及び第 7.1.8.22 図に示す。</p>	<p>記載方針の相違</p> <p>・泊は安定又は上昇中も条件であることを明記（伊方と同様）</p> <p>【大阪、高浜】運用の相違（玄海と同様）</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	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>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、余熱除去系統入口隔離弁の誤開または破損が発生した側の余熱除去系逃がし弁及び余熱除去系機器等からの漏えいにより1次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生時の約21秒後に「原子炉圧力低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水される。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開</p>	<p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、余熱除去系逃がし弁及び余熱除去系機器等からの漏えいにより1次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生時の約15秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水される。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水</p>	<p>の応力の関係を第2.7.13図から第2.7.19図に示す。</p> <p>※2 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、ECCSの起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。原子炉水位計（燃料域）は、シュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後に外部電源喪失となり、給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉はスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で再循環ポンプ2台全てがトリップするとともに、原子炉隔離時冷却系が自動起動する。</p> <p>破断口から原子炉冷却材が流出することにより原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を開始する。</p> <p>事象発生15分後の中央制御室に</p>	<p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、余熱除去系入口隔離弁の誤開又は破損が発生した側の余熱除去系逃がし弁及び余熱除去系機器等からの漏えいにより1次冷却材圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生時の約26秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水される。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水</p>	<p>【高浜】 解析条件の相違</p> <p>【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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3／4号炉	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>始される。</p> <p>事象発生の約11分後に1次冷却材圧力が余熱除去冷却器出口逃がし弁の吹止まり圧力まで低下するため、逃がし弁が閉止することで1次冷却系保有水量が回復する。</p> <p>事象発生の約25分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却を開始するとともに、1次冷却系からの漏えい量抑制のため、事象発生の約63分後に炉心注水を高圧注入から充てん注入へ切替えを実施する。また、事象発生の約63分後に健全側余熱除去系による炉心冷却を開始する。</p> <p>その後、漏えい側の余熱除去ポンプ入口弁（ツインパワー弁）を閉止することで漏えいは停止する。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.8.6)</p>	<p>が開始される。</p> <p>事象発生の約7分後に1次冷却材圧力が余熱除去冷却器出口逃がし弁の吹止まり圧力まで低下するため、逃がし弁が閉止することで1次系保有水量が回復する。</p> <p>事象発生の約25分後に主蒸気逃がし弁の開放による2次系強制冷却を開始するとともに、1次系からの漏えい量抑制のため、事象発生の約62分後に充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水について、高圧注入から充てん注入への切替えを実施する。</p> <p>その後、余熱除去ポンプ入口弁（ツインパワー弁）を閉止することで漏えいは停止する。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.8.6)</p>	<p>おける破断箇所の隔離に失敗するため、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）2個を手動開することで、原子炉を減圧し、原子炉冷却材の漏えいの抑制を図る。</p> <p>原子炉減圧により、原子炉隔離時冷却系が機能喪失するとともに、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始すると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。また、主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル2）で全閉する。</p> <p>事象発生5時間後、現場操作により高圧炉心スプレイ系の破断箇所を隔離した後は、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）により原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から噴霧流冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水す</p>	<p>が開始される。</p> <p>事象発生の約16分後に1次冷却材圧力が余熱除去冷却器出口逃がし弁の吹止まり圧力まで低下するため、逃がし弁が閉止することで1次冷却系保有水量が回復する。</p> <p>事象発生の約25分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却を開始するとともに、1次冷却系からの漏えい量抑制のため、事象発生の約60分後に炉心注水を高圧注入から充てん注入へ切替えを実施する。また、事象発生の約64分後に健全側余熱除去系による炉心冷却を開始する。</p> <p>その後、漏えい側の余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）を閉止することで漏えいは停止する。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料7.1.8.6)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【高浜】 設計の相違</p> <p>・泊、大阪は余熱除去系の1系統漏えいを想定するため、健全側余熱除去系による冷却を実施</p>

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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3 / 4号炉	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) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第 2.8.20 図に示すとおり、炉心が冠水状態にあることから初期値（約390℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第 2.8.9 図に示すとおり、初期値（約</p>	<p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第 2.8.2.12 図に示すとおり、炉心が冠水状態にあることから初期値（約380℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第 2.8.2.1 図に示すとおり、初期値（約</p>	<p>ると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉減圧により増加する。また、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が継続され、その原子炉圧力変化により増減する。</p> <p>その後は、残留熱除去系による原子炉圧力容器及び格納容器除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第 2.7.13 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約357℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第 2.7.7 図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし</p>	<p>原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであるが、原子炉格納容器の圧力が上昇した場合は原子炉格納容器スプレイ作動信号により、原子炉格納容器スプレイ設備による原子炉格納容器除熱を行う。</p> <p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は第 7.1.8.20 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 380℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>1次冷却材圧力は第 7.1.8.9 図に示すとおり、初期値（約</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・原子炉格納容器の事故進展に関する記載</p> <p>【大飯】 解析結果の相違 【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	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>15.9MPa[gage]以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る。</p> <p>また、原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉設置許可申請書添付書類十「3.5.1 原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.308MPa[gage]及び約132℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力(0.39MPa[gage])及び最高使用温度(144℃)を下回る。</p> <p>第2.8.9図及び第2.8.10図に示すように、事象発生後8時間後に</p>	<p>15.9MPa[gage]以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回る。</p> <p>また、原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、設計基準事故「原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.249MPa[gage]及び約125℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。</p> <p>第2.8.2.1図及び第2.8.2.2図に示すように、事象発生後8時間</p>	<p>弁機能)の作動により、約7.38MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、約7.68MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を下回る。</p> <p>原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉減圧及び破断箇所隔離後の格納容器内の蒸気流入により上昇する。一方、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「原子炉冷却材喪失」においては、インターフェイスシステムLOCAとは異なり、事象開始から格納容器内に原子炉冷却材が流出し続ける事故を想定し解析しており、この場合でも原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.33MPa[gage]及び約146℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>中央制御室からの遠隔操作による高圧炉心スプレイ系の破断箇所</p>	<p>15.9MPa[gage]以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、1次冷却材圧力と1次冷却材ポンプ吐出部との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、約16.2MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を十分下回る。</p> <p>また、原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、原子炉格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、原子炉格納容器スプレイ設備の性能は、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1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.241MPa[gage]及び約124℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉格納容器最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。</p> <p>第7.1.8.9図及び第7.1.8.10図に示すように、事象発生後120分</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映) 【大飯】 設計の相違 【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊は既許可の設備 変更許可申請書記載 値の桁数が多い</p> <p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・既許可添付十章の 解析結果の相違 【大飯】 設計の相違</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	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>おいても1次冷却材圧力及び温度は整定しており、炉心は安定して冷却されている。その後、事象発生約9.8時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに健全側余熱除去系による除熱を継続することにより、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.8.7)</p>	<p>後においても1次冷却材圧力及び温度は整定しており、炉心は安定して冷却されている。その後は、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱を継続することにより、事象発生約433時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱を継続することにより、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.8.7)</p>	<p>隔離には失敗するが、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧を実施し破断箇所からの原子炉冷却材の漏えい抑制を図り、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を継続することで、炉心の冷却が維持される。その後は、現場操作にて高圧炉心スプレイ系の破断箇所を隔離し、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水並びに残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.7.2)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>時点においても1次冷却材圧力及び温度は低下傾向を示していることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、余熱除去系による炉心冷却を継続することにより、事象発生約20時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も健全側余熱除去系による除熱を継続することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料7.1.8.7)</p> <p>本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>解析結果の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は安定状態を確認できる120分までの解析としている（伊方と同様） 【高浜】設計の相違 ・泊、大阪は余熱除去系1系統漏えいのため健全側の余熱除去系が使用可能 【大阪、高浜】記載方針の相違（女川実績の反映） 【大阪、高浜】記載方針の相違（女川実績の反映）

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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	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. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故の事象進展を第 2.8.6 図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第 2.8.23 図から第 2.8.32 図に、蒸気発生器水位、蒸気流量等の2次冷却系パラメータの推移を第 2.8.33 図から第 2.8.35 図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、破断した伝熱管を通じて1次冷却材が蒸気発生器2次側に流出することで1次冷却材圧力が低下し、事象発生の約5分後に「過大温度ΔT高」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生の約6分後の主蒸気逃がし弁作動と同時に破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁開固着を仮定しているため、1次冷却材温度及び圧力が低下することで、事象発生の約8分後に「原子炉圧力低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水されることで1次冷却系保有水量が上昇に転じる。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器へ</p>	<p>b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故の事象進展を第 2.8.1.6 図に、1、2次系圧力、1次冷却材温度、1次系保有水量、燃料被覆管温度等の1次系パラメータの推移を第 2.8.2.15 図から第 2.8.2.24 図に、蒸気発生器水位、蒸気流量等の2次系パラメータの推移を第 2.8.2.25 図から第 2.8.2.27 図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、破断した伝熱管を通じて1次冷却材が蒸気発生器2次側に流出することで1次冷却材圧力が低下し、事象発生の約6分後に「過大温度ΔT高」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生の約6分後の主蒸気逃がし弁作動と同時に破損側ループの主蒸気安全弁開固着を仮定しているため、1次冷却材温度及び圧力が低下することで、事象発生の約7分後に「原子炉圧力低と加圧器水位低の一致」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水されることで1次系保有水量が上昇に転じる。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器</p>		<p>b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故の事象進展を第 7.1.8.6 図に、1次冷却材圧力、1次冷却材温度、1次冷却系保有水量、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第 7.1.8.23 図から第 7.1.8.32 図に、蒸気発生器水位、蒸気流量等の2次冷却系パラメータの推移を第 7.1.8.33 図から第 7.1.8.35 図に示す。</p> <p>(a) 事象進展</p> <p>事象発生後、破断した伝熱管を通じて1次冷却材が蒸気発生器2次側に流出することで1次冷却材圧力が低下し、事象発生の約10分後に「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。</p> <p>事象発生の約10分後の主蒸気逃がし弁作動と同時に破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁開固着を仮定しているため、1次冷却材温度及び圧力が低下することで、事象発生の約10分後に「原子炉圧力低と加圧器水位低の一致」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水されることで1次冷却系保有水量が増加に転じる。また、補助給水ポンプが自動</p>	<p>相違理由</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・過大温度ΔT保護 限界値の設定の相違 (原子炉圧力低で原子炉トリップするのは伊方と同様) 【大阪、高浜】 解析結果の相違 【高浜】 記載表現の相違 【大阪、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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3／4号炉	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>の注水が開始される。</p> <p>原子炉トリップの10分後に破損側蒸気発生器の隔離操作を開始し、その約2分後に隔離操作を完了する。さらに、破損側蒸気発生器の隔離操作を完了した時点から健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁の開操作を開始し、1分後に完了する。</p> <p>加圧器水位の回復と1次冷却系からの漏えい量低減のため、事象発生時の約27分後に加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧を実施し、事象発生時の約36分後に炉心注水を高圧注入から充てん注入へ切替えを実施する。その後、事象発生時の約2.3時間後に余熱除去系による冷却を開始することにより、1次冷却材圧力は低下し、1次冷却材圧力と破損側蒸気発生器の2次側圧力が平衡になった時点で、1次冷却材の2次冷却系への漏えいは停止する。</p> <p>(添付資料 2.8.6、2.8.17)</p>	<p>への注水が開始される。</p> <p>原子炉トリップの10分後に破損側蒸気発生器の隔離操作を開始した後、その約2分後に隔離操作を完了する。さらに、破損側蒸気発生器の隔離操作を完了した時点から健全側主蒸気逃がし弁の開操作を開始し、1分後に完了する。</p> <p>加圧器水位の回復と1次系からの漏えい量低減のため、事象発生時の約31分後に加圧器逃がし弁による1次系の減圧を実施し、事象発生時の約47分後に充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水について、高圧注入から充てん注入への切替えを実施する。その後、事象発生時の約2.2時間後に余熱除去系による冷却を開始することにより、1次冷却材圧力は低下し、1次冷却材圧力と破損側蒸気発生器の2次側圧力が平衡になった時点で、1次冷却材の2次冷却系への漏えいは停止する。</p> <p>(添付資料 2.8.6)</p>		<p>起動し、蒸気発生器への注水が開始される。</p> <p>原子炉トリップの10分後に破損側蒸気発生器の隔離操作を開始し、その約2分後に隔離操作を完了する。さらに、破損側蒸気発生器の隔離操作を完了した時点から健全側蒸気発生器につながる主蒸気逃がし弁の開操作を開始し、1分後に完了する。</p> <p>加圧器水位の回復と1次冷却系からの漏えい量低減のため、事象発生時の約30分後に加圧器逃がし弁による1次冷却系の減圧を実施し、事象発生時の約37分後に炉心注水を高圧注入から充てん注入へ切替えを実施する。その後、事象発生時の約2.0時間後に余熱除去系による冷却を開始することにより、1次冷却材圧力は低下し、1次冷却材圧力と破損側蒸気発生器の2次側圧力が平衡になった時点で、1次冷却材の2次冷却系への漏えいは停止する。</p> <p>加圧器逃がし弁の開閉操作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであるが、原子炉格納容器の圧力が上昇した場合は原子炉格納容器スプレイ作動信号により、原子炉格納容器スプレイ設備による原子炉格納容器除熱を行う。</p> <p>(添付資料 7.1.8.6、7.1.8.15)</p>	<p>相違理由</p> <p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・原子炉格納容器の事象進展に関する記載</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	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) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第2.8.32図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約350℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第2.8.23図に示すとおり、初期値（約15.7MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.3MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍（20.59MPa[gage]）を下回る。</p> <p>また、加圧器逃がし弁の開閉操作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉設置</p>	<p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管温度は第2.8.24図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約340℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。</p> <p>1次冷却材圧力は第2.8.215図に示すとおり、初期値（約15.7MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍（20.59MPa[gage]）を下回る。</p> <p>また、加圧器逃がし弁の開閉操作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、格納容器スプレイ設備の性能は、設計基準事</p>	<p>【評価項目等のみ再掲】</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第2.7.13図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約357℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第2.7.7図に示すとおり、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の作動により、約7.38MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約7.68MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を下回る。</p> <p>原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉減圧及び破断箇所隔離後の格納容器内への蒸気流入により上昇する。一方、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度が最も高くなる設計基準事故である「原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な</p>	<p>(b) 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は第7.1.8.32図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約350℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>1次冷却材圧力は第7.1.8.23図に示すとおり、初期値（約15.7MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、1次冷却材圧力と1次冷却材ポンプ吐出部との差（高々約0.5MPa）を考慮しても、約16.2MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（20.592MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、加圧器逃がし弁の開閉操作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、原子炉格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、原子炉格納容器スプレイ設備の性能</p>	<p>添付資料の相違</p> <p>【高浜】</p> <p>解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】</p> <p>記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】</p> <p>記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪】</p> <p>設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】</p> <p>記載方針の相違</p> <p>・泊は既許可の設置変更許可申請書記載値の桁数が多い</p> <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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3／4号炉	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>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1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.308MPa[gage]及び約132℃にとどまる。このため本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力(0.39MPa[gage])及び最高使用温度(144℃)を下回る。</p> <p>第2.8.23図及び第2.8.24図に示すように、事象発生約4.0時間後においても1次冷却材圧力及び温度は低下傾向を示していることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、余熱除去系の運転を継続することにより、事象発生約4.5時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。また、余熱除去系が使用不能の場合においても、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリード及び格納容器スプレイポンプによる代替再循環を行うことにより、事象発生約46時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転を継続することにより、</p>	<p>故「原子炉冷却材喪失」における1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.249MPa[gage]及び約125℃にとどまる。このため本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。</p> <p>第2.8.2.15図及び第2.8.2.16図に示すように、事象発生約5.5時間後においても1次冷却材圧力及び温度は低下傾向を示していることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、余熱除去系の運転を継続することにより、事象発生約9.7時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。また、余熱除去系が使用不能の場合においても、充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリード及び格納容器スプレイポンプによる代替再循環を行うことにより、事象発生約28.0時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転を継続する</p>	<p>変化」の「原子炉冷却材喪失」においては、インターフェイスシステムLOCAとは異なり、事象開始から格納容器内に原子炉冷却材が流出し続ける事故を想定し解析しており、この場合でも原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.33MPa[gage]及び約146℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>中央制御室からの遠隔操作による高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離には失敗するが、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧を実施し破断箇所からの原子炉冷却材の漏えい抑制を図り、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を継続することで、炉心の冷却が維持される。その後は、現場操作にて高圧炉心スプレイ系の破断箇所を隔離し、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水並びに残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 2.7.2)</p>	<p>は、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1次冷却材管の完全両端破断を仮定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.241MPa[gage]、約124℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、原子炉格納容器最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。</p> <p>第7.1.8.23図及び第7.1.8.24図に示すように、事象発生約5時間後においても1次冷却材圧力及び温度は低下傾向を示していることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、余熱除去系の運転を継続することにより、事象発生約14.5時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。また、余熱除去系が使用不能の場合においても、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリード及び格納容器スプレイポンプによる代替再循環を行うことにより、事象発生約32.9時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転を継続することで安定</p>	<p>記載表現の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・既許可添付十章の解析結果の相違</p> <p>【大飯】 設計の相違</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 評価結果の相違 ・低温停止の1次冷却材温度93℃の評価を大飯は解析で示しているが、高浜・泊は定検実績等から示しており泊は運転実績が少ないため低温停止の実績時間が長い。そのため低温停止の時間評価も長くなっている。</p> <p>【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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	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>安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 2.8.8、2.8.9、2.8.10、2.8.11、2.8.13)</p>	<p>ことにより、安定停止状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.8.8、2.8.9、2.8.10、2.8.11、2.8.12、2.8.13)</p>	<p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p>	<p>状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>(添付資料 7.1.8.8、7.1.8.9、7.1.8.10、7.1.8.11、7.1.8.12)</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	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>2.8.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、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>本重要事故シーケンスは、運転員等操作である2次冷却系強制冷却、加圧器逃がし弁開閉操作による1次冷却系の減温、減圧を行うとともに、高圧注入から充てん注入への切替操作等を行うクールダウンアンドリサーキュレーションにより炉心を冷却し、漏えい量を抑制することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、原子炉トリップ又は非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却、並びに1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）等を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p>	<p>2.8.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、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>本重要事故シーケンスは、運転員等操作である2次系強制冷却、加圧器逃がし弁開閉操作による1次系の減温、減圧を行うとともに、高圧注入から充てん注入への切替操作等を行うクールダウンアンドリサーキュレーションにより炉心を冷却し、漏えい量を抑制することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、原子炉トリップ又は非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次系強制冷却、並びに1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）等を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p>	<p>2.7.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、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>格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断し、格納容器外へ原子炉冷却材が流出することが特徴である。</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、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作及び高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p>	<p>7.1.8.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、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>格納容器バイパスでは、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器が破損し、原子炉格納容器外へ1次冷却材が流出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、原子炉トリップ又は非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却、並びに1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）等を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「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>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・操作の特徴ではなく事故の特徴について記載</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	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>ると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却の開始が遅くなる。</p> <p>また、1次冷却系の減圧が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却の開始が遅くなる。</p>	<p>ると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次系強制冷却の開始が遅くなる。</p> <p>また、1次系の減圧が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次系強制冷却の開始が遅くなる。</p>		<p>ると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却の開始が遅くなるが、操作手順（非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点として操作開始）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>また、1次冷却系の減圧が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなるが、操作手順（1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点として操作開始）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>一方、破断流モデルは二相臨界流での漏えい量について-10%~50%の不確かさを持つが、ほとんどの質量流束領域で多く評価することを確認している。よって、漏えい量を多く評価する不確かさを考慮すると、実際の漏えい量は解析結果に比べて少なくなり、1次冷却系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点とする2次冷却系強制冷却の開始が遅くなるが、操作手順（非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点として操作開始）に</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・運転員等操作時間に与える影響について詳細に記載</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・運転員等操作時間に与える影響について詳細に記載</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	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、1次冷却系の減圧が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高压注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、インターフェイスシステムLOCAにおいて、2次冷却系強制冷却等による減圧時に1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材温度は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高压注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p>	<p>また、1次系の減圧が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高压注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p> <p>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、インターフェイスシステムLOCAにおいて、2次系強制冷却等による減圧時に1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材温度は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高压注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなる。</p>		<p>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>また、1次冷却系の減圧が遅くなることで1次冷却材の飽和温度の低下が遅くなり、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高压注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなるが、操作手順（1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点として操作開始）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>1次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化に係る2流体モデル及び壁面熱伝達モデルは、ROSA/LSTF試験解析等の結果から、インターフェイスシステムLOCAにおいて、2次冷却系強制冷却等による減圧時に1次冷却材圧力について最大で0.5MPa高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の1次冷却材温度は解析結果に比べて低くなることから、1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点とする加圧器逃がし弁の開閉操作及び高压注入から充てん注入への切替操作の開始が早くなるが、操作手順（1次冷却材温度及び圧力（サブクール条件）を起点として操作開始）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>・運転員等操作時間に与える影響について詳細に記載</p> <p>【大阪、高浜】記載方針の相違（女川実績の反映） ・運転員等操作時間に与える影響について詳細に記載</p> <p>【大阪、高浜】記載方針の相違（女川実績の反映） ・運転員等操作時間に与える影響について詳細に記載</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	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表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF試験解析等の結果から、炉心水位について最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、インターフェイスシステム LOCAでは、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定する</p>	<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF試験解析の結果から、炉心水位について最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、インターフェイスシステム LOCAでは、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定する</p>	<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 2.7.3)</p>	<p>温度及び圧力（サブクール条件）を起点として操作開始）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>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達に係る燃料棒表面熱伝達モデルは、ORNL/THTF試験解析の結果から、燃料棒表面熱伝達について最大で40%程度小さく評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の燃料棒表面熱伝達は解析結果に比べて大きくなり、燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流に係るボイドモデル及び流動様式の解析モデルは、ORNL/THTF試験解析等の結果から、炉心水位について最大で0.3m低く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の炉心水位は解析結果に比べて高くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>1次冷却系における冷却材放出に係る破断流モデルは、Marviken試験解析の結果から、サブクール領域での漏えい量について±10%の不確かさを持つことを確認している。しかし、インターフェイスシステム LOCAでは、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定する</p>	<p>記載方針の相違（女川(実績)の反映） ・運転員等操作時間に与える影響について詳細に記載</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

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

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

7.1.8 格納容器バイパス

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

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

7.1.8 格納容器バイパス

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

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

7.1.8 格納容器バイパス

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

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

7.1.8 格納容器バイパス

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

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

7.1.8 格納容器バイパス

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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	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. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p> <p>インターフェイスシステム LOCA における2次冷却系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.7図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p>	<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p> <p>インターフェイスシステム LOCA における2次系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.1.7図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【参考：女川「高圧熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」】</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で</p>	<p>ド)は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 2.7.3)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から30分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、破断箇所の隔離操作の失敗の認知時間は、時間余裕を含めて設定されていることから、その後に行う原子炉減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、この場合、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水が早期に実施されることから、原子炉水位維持の点では問題とならない。</p>	<p>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>操作条件のインターフェイスシステム LOCA における2次冷却系強制冷却操作は、解析上の操作開始時間として非常用炉心冷却設備作動信号発信から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、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>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は早まる若しくは遅れる可能性があるが、</p>	<p>【大阪、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映） ・女川同様に解析上の操作開始時間を記載したため、各操作条件毎に書き分けた</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3／4号炉	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>【再掲】</p> <p>インターフェイスシステム LOCA における2次冷却系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.7図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【再掲】</p> <p>インターフェイスシステム LOCA における2次冷却系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.7図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p>	<p>う作業であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】</p> <p>【再掲】</p> <p>インターフェイスシステム LOCA における2次系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.1.7図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【参考：女川「高圧熔融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」】</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う作業であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】</p> <p>【再掲】</p> <p>インターフェイスシステム LOCA における2次系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.1.7図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p>	<p>【参考：高圧注水・減圧機能喪失】</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブレッシュヨンプル水冷却モード）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>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる可能性があるが、中央制御室で行う操作であることから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】</p> <p>【参考：高圧注水・減圧機能喪失】</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブレッシュヨンプル水冷却モード）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</p>	<p>中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件のインターフェイスシステム LOCA における加圧器逃がし弁の開閉操作は、解析上の操作開始時間として非常用炉心冷却設備停止条件成立から4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>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる若しくは遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件のインターフェイスシステム LOCA における高圧注入から充てん注入への切替操作は、解析上の操作開始時間として加圧器逃がし弁開閉操作に係る条件成立後を設定している。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</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実態の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	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、余熱除去系統の隔離操作として実施する余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の閉操作は、第2.8.7図に示すとおり、現場の操作であるが、同一の運転員等による他の操作がないことから、要員の配置による他の操作への影響はない。なお、余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の操作位置は漏えいの影響を受けにくい場所にあるため、破断口径の不確かさにより漏えい量が変動しても、余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の閉操作の成立性に影響を与えない。</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における2次冷却系強制冷却、</p>	<p>【参考：女川「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」】</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う作業であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】</p> <p>また、余熱除去系統の隔離操作として実施する余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の閉操作は、第7.1.8.7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他の操作がないことから、要員の配置による他の操作への影響はない。なお、余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の操作位置は漏えいの影響を受けにくい場所にあるため、破断口径の不確かさにより漏えい量が変動しても、余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の閉操作の成立性に影響を与えない。</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における健全側主蒸気逃がし弁</p>	<p>等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる可能性があるが、中央制御室で行う操作であることから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】</p> <p>操作条件の高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から4時間20分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作を実施すべき弁を容易に認知でき、現場での操作場所は漏えい箇所と異なる場所にあるため、漏えいの影響を受けにくいため、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>（添付資料2.7.3）</p> <p>【参考：高圧注水・減圧機能喪失】</p> <p>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、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>【ここまで】</p> <p>【参考：高圧注水・減圧機能喪失】</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</p>	<p>等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる若しくは遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>また、余熱除去系統の隔離操作として実施する余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の閉操作は、第7.1.8.7図に示すとおり、現場の操作であるが、この操作を行う運転員等は、他の操作との重複がないことから、他の運転員等の操作時間に与える影響はない。なお、余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の操作位置は漏えいの影響を受けにくい場所にあるため、破断口径の不確かさにより漏えい量が変動しても、余熱除去ポンプの入口弁（ツインパワー弁）の閉操作の成立性に影響を与えない。</p> <p>操作条件の蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における健全側蒸気</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	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>高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.8図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【再掲】</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における2次冷却系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.8図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p>	<p>開放による2次系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.1.8図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【参考：女川「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」】</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う作業であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】</p> <p>【再掲】</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における健全側主蒸気逃がし弁開放による2次系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.1.8図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【参考：女川「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」】</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確</p>	<p>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>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる可能性があるが、中央制御室で行う操作であることから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】</p> <p>【参考：高圧注水・減圧機能喪失】</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>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確</p>	<p>発生器による2次冷却系強制冷却は、解析上の操作開始時間として破損側蒸気発生器隔離操作完了後1分で開始を設定している。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>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる若しくは遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における加圧器逃がし弁の開閉操作は、解析上の操作開始時間として加圧器逃がし弁開閉操作に係る条件成立後を設定している。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>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映） ・女川同様に解析上の操作開始時間を記載したため、各操作条件毎に書き分けた</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	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>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における2次冷却系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.8図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【再掲】</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における2次冷却系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.1.8図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【参考：女川「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」】</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う作業であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>2次冷却系強制冷却は、炉心崩壊熱等の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が早くなり、これに伴</p>	<p>かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う作業であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】</p> <p>【再掲】</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における健全側主蒸気逃がし弁開放による2次系強制冷却、高圧注入から充てん注入への切替操作及び加圧器逃がし弁の開閉操作は、第2.8.1.8図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【参考：女川「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」】</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う作業であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>2次系強制冷却は、炉心崩壊熱の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が早くなり、これに伴い操</p>	<p>かさにより操作開始時間は早まる可能性があるが、中央制御室で行う操作であることから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】</p> <p>【参考：高圧注水・減圧機能喪失】</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>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる可能性があるが、中央制御室で行う操作であることから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、この</p>	<p>かさにより操作開始時間は早まる若しくは遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における高圧注入から充てん注入への切替操作は、解析上の操作開始時間として非常用炉心冷却設備停止条件成立から2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>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる若しくは遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の2次冷却系強制冷却は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は炉心崩壊熱等の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が早</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>

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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	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>い操作開始が早くなる。</p> <p>また、蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における2次冷却系強制冷却は、解析上の開始時間と運用として実際に見込まれる開始時間の差異等により操作開始が早くなる。これらのように操作開始が早くなる場合には、1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>一方、インターフェイスシステムLOCAにおける2次冷却系強制冷却は、冷却材放出における臨界流モデル等の不確かさにより、1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却材圧力の低下が遅くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が遅くなり、これに伴い操作開始が遅くなる。このように操作開始が遅くなる場合は、1次冷却系からの漏えい量と操作遅れ時間の程度により燃料被覆管温度上昇に対する余裕は小さくなるが、高圧注入ポンプによる炉心注水により1次冷却系保有水量は確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>作開始が早くなる。</p> <p>また、蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における健全側蒸気発生器による2次系強制冷却は、解析上の開始時間と運用として実際に見込まれる開始時間の差異により操作開始が早くなる。これらのように操作開始が早くなる場合には、1次系からの漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>一方、インターフェイスシステムLOCAにおける2次系強制冷却は、冷却材放出における臨界流モデルの不確かさ等により、1次系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却材圧力の低下が遅くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が遅くなり、これに伴い操作開始が遅くなる。このように操作開始が遅くなる場合は、1次系からの漏えい量と操作遅れ時間の程度により燃料被覆管温度上昇に対する余裕は小さくなるが、充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水により1次系保有水量は確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>場合、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による注水が早期に実施されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p>	<p>くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が早くなり、これに伴い操作開始が早くなる。</p> <p>また、操作条件の蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故における健全側蒸気発生器による2次冷却系強制冷却は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の開始時間と運用として実際に見込まれる開始時間の差異等により操作開始が早くなる。これらのように操作開始が早くなる場合には、1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>一方、操作条件のインターフェイスシステムLOCAにおける2次冷却系強制冷却は、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冷却材放出における臨界流モデル等の不確かさにより、1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却材圧力の低下が遅くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が遅くなり、これに伴い操作開始が遅くなる。このように操作開始が遅くなる場合は、1次冷却系からの漏えい量と操作遅れ時間の程度により燃料被覆管温度上昇に対する余裕は小さくなるが、高圧注入ポンプによる炉心注水により1次冷却系保有水量は確保</p>	<p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	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>加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作は、炉心崩壊熱等の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、操作開始が早くなる。このように操作開始が早くなる場合には、1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を評価する。</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 時において、2次冷却系強制冷却の操作時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第2.8.36 図に示す2次冷却系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約2時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>加圧器逃がし弁の開操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用</p>	<p>加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作は、炉心崩壊熱等の不確かさ等により1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、操作開始が早くなる。このように操作開始が早くなる場合には、1次系からの漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を評価する。</p> <p>インターフェイスシステム LOCA 時において、2次系強制冷却の操作時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第2.8.3.1 図に示す2次系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約2時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>加圧器逃がし弁開放操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用</p>	<p>操作条件の高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、隔離操作の実施の有無に関わらず、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の原子炉注水継続により、炉心は再冠水されるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.7.3)</p> <p>(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、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、原子炉隔離時冷却系の原子炉注水により、炉心はおおむね冠水維持されることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の高圧炉心スプレイ系の破断箇所隔離操作については、隔離操作の実施の有無に関わらず、低圧炉心ス</p>	<p>保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の加圧器逃がし弁の開閉操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作は、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炉心崩壊熱等の不確かさにより1次冷却材温度及び圧力の低下が早くなることで、操作開始が早くなる場合には、1次冷却系からの漏えい量が少なくなり、1次冷却系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</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>インターフェイスシステム LOCA 時において、操作条件の2次冷却系強制冷却の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第7.1.8.36 図に示す2次冷却系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約3時間の時間余裕がある。</p> <p>操作条件の加圧器逃がし弁の開操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の時間余裕としては、水源となる</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、高浜】 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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	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>水ピット枯渇までの時間として、第2.8.36図に示す主蒸気逃がし弁開による1次冷却系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点での高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約2時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故時において、破損側蒸気発生器の隔離操作及び2次冷却系強制冷却の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第2.8.37図に示す2次冷却系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約7時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>加圧器逃がし弁の開操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第2.8.37図に示す主蒸気逃がし弁開による1次冷却系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点の高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約4時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。</p>	<p>水タンク枯渇までの時間として、第2.8.3.1図に示す主蒸気逃がし弁開による1次系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点での高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約1時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故時において、破損側蒸気発生器の隔離操作及び2次系強制冷却の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第2.8.3.2図に示す2次系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約6時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>加圧器逃がし弁開放操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第2.8.3.2図に示す主蒸気逃がし弁開による1次系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点の高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約5時間の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。</p>	<p>ブレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）の原子炉注水継続により、炉心は再冠水されることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 2.7.3)</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。</p>	<p>燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第7.1.8.36図に示す主蒸気逃がし弁開による1次冷却系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点での高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約3時間の時間余裕がある。</p> <p>蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故時において、操作条件の破損側蒸気発生器の隔離操作及び2次冷却系強制冷却の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第7.1.8.37図に示す2次冷却系強制冷却操作開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、約5時間の時間余裕がある。</p> <p>操作条件の加圧器逃がし弁開操作及び高圧注入から充てん注入への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水ピット枯渇までの時間として、第7.1.8.37図に示す主蒸気逃がし弁開による1次冷却系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点の高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、約3時間の時間余裕がある。</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。</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>【大飯、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3／4号炉	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>その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員等によるクールダウンアンドリサーキュレーションにより、1次冷却系への注水、1次冷却系の減温、減圧を行うこと等により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.8.14、2.8.16)</p>	<p>その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員等によるクールダウンアンドリサーキュレーションにより、1次系への注水、1次系の減温、減圧を行うこと等により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.8.14、2.8.15)</p>	<p>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>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>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>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7.1.8.13、7.1.8.14)</p>	<p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 評価方針の相違（女川実績の反映）</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	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>2.8.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.8.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり18名である。したがって、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員74名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シークエンス「格納容器バイパス」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シークエンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。</p> <p>なお、重要事故シークエンス「インターフェイスシステム LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、燃料及び電源の評価結果は同じであり、水源の評価結果は各々について以下に示す。</p>	<p>2.8.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「2.8.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり18名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員118名で対応可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シークエンス「格納容器バイパス」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シークエンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。</p> <p>なお、重要事故シークエンス「インターフェイスシステム LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、燃料及び電源の評価結果は同じであり、水源の評価結果は各々について以下に示す。</p>	<p>2.7.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり30名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の30名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>(添付資料 2.7.4)</p>	<p>7.1.8.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「7.1.8.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり12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>事故シークエンスグループ「格納容器バイパス」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>なお、重要事故シークエンス「インターフェイスシステム LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、燃料及び電源の評価結果は同じであり、水源の評価結果は各々について以下に示す。</p>	<p>【大阪、高浜】 体制の相違 ・要員体制の差異</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・泊はシングルプラント評価のためツインプラントでの評価である大阪、高浜とは評価条件が異なる（女川と同様）</p>

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

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

7.1.8 格納容器バイパス

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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	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>枯渇するまでの約18.7時間の注水継続が可能であり、事象発生約2.3時間後に余熱除去系による冷却に切り替えた以降は、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要である。また、燃料取替用水ピット(約1,860m³:有効水量)を水源とする高圧注入ポンプによる炉心注水については、事象発生約36分後に充てんポンプに切り替えて炉心注水を継続する。</p> <p>その後、1次冷却系の減圧操作により、蒸気発生器2次側圧力と均圧し、破損側蒸気発生器からの漏えいが停止した以降は、事象収束のための注水継続は不要である。なお、余熱除去系の接続に失敗した場合においては、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリード運転を実施するとともに、代替再循環運転へ切り替えることにより長期冷却が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約594.7kLの重油が必要となる。</p>	<p>での約12.5時間の注水継続が可能であり、事象発生約2.2時間後に余熱除去系による冷却に切り替えた移行は、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要である。また、燃料取替用水タンク(1,600m³:有効水量)を水源とする充てん/高圧注入ポンプによる炉心注水については、事象発生約47分後に高圧注入から充てん注入に切り替えて炉心注水を継続する。</p> <p>その後、1次系の減圧操作により、蒸気発生器2次側圧力と均圧し、破損側蒸気発生器からの漏えいが停止した以降は、事象収束のための注水継続は不要である。なお、余熱除去系の接続に失敗した場合においては、充てん注入によるフィードアンドブリード運転を実施するとともに、代替再循環運転へ切り替えることにより長期冷却が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間ディーゼル発電機を全出力で運転した場合、約450.9kLの重油が必要となる。</p>	<p>非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約735kLの軽油が必要となる。</p> <p>大容量送水ポンプ(タイプI)による復水貯蔵タンクへの給水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ(タイプI)の運転を想定すると、7日間の運転継続に約32kLの軽油が必要となる。常設代替交流電源設備については、重大事故</p>	<p>トが枯渇するまでの約7.4時間の注水継続が可能であり、事象発生約2.0時間後に余熱除去系による冷却に切り替えた以降は、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要である。また、燃料取替用水ピット(1,700m³:有効水量)を水源とする高圧注入ポンプによる炉心注水については、事象発生約37分後に充てんポンプに切り替えて炉心注水を継続する。</p> <p>その後、1次冷却系の減圧操作により、蒸気発生器2次側圧力と均圧し、破損側蒸気発生器からの漏えいが停止した以降は、事象収束のための注水継続は不要である。なお、余熱除去系の接続に失敗した場合においては、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリード運転を実施するとともに、代替再循環運転へ切り替えることにより長期冷却が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約527.1kLの軽油が必要となる。</p>	<p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・補助給水ピット水量の差異により注水継続時間が異なる</p> <p>【高浜】 記載方針の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・必要な燃料量の相違 ・泊は軽油のみを使用する</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3 / 4号炉	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、事象発生直後の運転を想定して、7日間の運転継続に約 3.1kL の重油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約 597.8kL となるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計容量(620kL)にて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p>	<p>電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後の運転を想定して、7日間の運転継続に約 2.8kL の重油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な重油はこれらを合計して約 453.7kLとなるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計容量(460kL)にて供給可能である。</p> <p>c. 電源</p>	<p>等対応に必要な電源供給は行わないものの、外部電源喪失により自動起動することから、保守的に事象発生後 24 時間、緊急用電気品建屋への電源供給を想定した場合、約 25kL の軽油が必要となる。</p> <p>軽油タンク（約 755kL）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約 300kL）にて合計約 1,055kL の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給及び大容量送水ポンプ（タイプI）による復水貯蔵タンクへの給水について、7日間の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後の電源車（緊急時対策所用）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 17kL の軽油が必要となるが、緊急時対策所軽油タンク（約 18kL）の使用が可能であることから、7日間の継続が可能である（合計使用量約 809kL）。</p> <p>【再掲】</p> <p>軽油タンク（約 755kL）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約 300kL）にて合計約 1,055kL の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給及び大容量送水ポンプ（タイプI）による復水貯蔵タンクへの給水について、7日間の継続が可能である。</p> <p>c. 電源</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>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 の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、ディーゼル発電機による電源供給及び緊急時対策所への電源供給について、7日間の継続が可能である（合計使用量約 546.3kL）。</p> <p>c. 電源</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） 【大阪、高浜】 設備名称の相違 【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） 【大阪、高浜】 設計の相違 ・貯油槽容量の相違</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	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>ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>(添付2.1.12)</p>	<p>ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料2.1.12)</p>	<p>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</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>外部電源は使用できないものと仮定し、ディーゼル発電機によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。</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7.1.8.17)</p>	<p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	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>2.8.5 結論</p> <p>事故シナシケンスグループ「格納容器バイパス」では、1次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シナシケンスグループ「格納容器バイパス」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として主蒸気逃がし弁、高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備しており、</p> <p>さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリードを整備している。長期対策として余熱除去系による炉心冷却を整備する。また、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備している。</p>	<p>2.8.5 結論</p> <p>事故シナシケンスグループ「格納容器バイパス」では、1次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シナシケンスグループ「格納容器バイパス」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として主蒸気逃がし弁、充てん/高圧注入ポンプ等によるクールダウンアンドリサーキュレーションを整備しており、</p> <p>さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てん/高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリードを整備している。長期対策として主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、及び余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備している。</p>	<p>2.7.5 結論</p> <p>事故シナシケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分のインターフェイスとなる配管のうち、隔離弁の隔離失敗等により低圧設計部分が過圧され破断することで、格納容器外へ原子炉冷却材が流出することで、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シナシケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧手段及び運転員の破断箇所隔離による漏えい停止手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブレーションプール水冷却モード）による格納容器除熱手段を整備している。</p>	<p>7.1.8.5 結論</p> <p>事故シナシケンスグループ「格納容器バイパス」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器が破損し、原子炉格納容器外へ1次冷却材が流出することで、原子炉容器内水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シナシケンスグループ「格納容器バイパス」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として蒸気発生器2次側への注水と主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却、加圧器逃がし弁の開操作による1次冷却系の減温、減圧並びに高圧注入ポンプ及び充てんポンプによる炉心注水、安定状態に向けた対策として余熱除去系による炉心冷却を整備している。</p> <p>さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てんポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリード、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱及び格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備している。</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・通常の余熱除去系による炉心冷却ができる場合を女川に合わせて記載し、余熱除去系の接続に失敗する場合をまとめて記載</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大飯発電所3/4号炉	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>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」の重要事故シーケンス「インターフェイスシステム LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、運転員等操作によるクールダウンアンドリサーキュレーション等を実施することにより、炉心が露出することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源について、外部電源喪失を仮定しても供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において、クールダウンアンドリサーキュレーション</p>	<p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」の重要事故シーケンス「インターフェイスシステム LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、運転員等操作によるクールダウンアンドリサーキュレーション等を実施することにより、炉心が露出することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には安定停止状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさ並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>重大事故等対策要員は、本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源について、外部電源喪失を仮定しても供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において、クールダウンアンドリサーキュレーション</p>	<p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」の重要事故シーケンス「ISLOCA」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水並びに残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注</p>	<p>事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」の重要事故シーケンス「インターフェイスシステム LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、蒸気発生器2次側への注水と主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却、加圧器逃がし弁の開操作による1次冷却系の減温、減圧並びに高圧注入ポンプ及び充てんポンプによる炉心注水を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員、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、蒸気発生器2次側への注水と主蒸気逃がし弁の開操作による2次冷却系強制冷却、加圧器逃がし弁の</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映） 【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）・具</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

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

7.1.8 格納容器バイパス

大阪発電所3/4号炉	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>等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナリオに対して有効であり、事故シナリオグループ「格納容器バイパス」に対して有効である。</p>	<p>等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナリオに対して有効であり、事故シナリオグループ「格納容器バイパス」に対して有効である。</p>	<p>水、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧、運転員の破断箇所隔離による漏えい停止、残留熱除去系（サブプレッションプール水冷却モード）による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナリオに対して有効であることが確認でき、事故シナリオグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」に対して有効である。</p>	<p>開操作による1次冷却系の減温、減圧並びに高圧注入ポンプ及び充てんポンプによる炉心注水等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シナリオに対して有効であることが確認でき、事故シナリオグループ「格納容器バイパス」に対して有効である。</p>	<p>体的な炉心損傷防止対策を記載【大阪、高浜】記載方針の相違・泊では文章内で重複する表現のため記載していない（伊方と同様）</p>

7.1.8 格納容器パイパス

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

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

判断及び操作	手順	設定設備	可能設備	評価設備
a. プラントトリップの確認	・ 事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービン出力を急激低下させる等の重大な異常発生、炉内温度及び炉内圧力異常の発生を監視し、炉内温度及び炉内圧力異常の発生を監視する。 ・ 安全注入作動、警報により非常用炉心冷却設備作動指令が发出し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	-	-	出力域中性子束 中間域中性子束 中性子源領域中性子束
b. 安全注入シーケンス作動状況の確認	・ 安全注入作動、警報により非常用炉心冷却設備作動指令が发出し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	燃料循環用ホスピット 燃料除去ポンプ 高圧注入ポンプ	-	高圧注入流量 燃料循環用ホスピット流量 燃料除去ポンプ流量 1次冷却炉圧力 1次冷却炉圧力
c. 高圧注入系動作の確認	・ 1次冷却炉圧力の低下に伴い、高圧注入系が動作することを確認する。	高圧タンク	-	1次冷却炉圧力 加圧器水位
d. 余熱除去系からの漏えいの判断	・ 余熱除去系からの漏えいの発生が、加圧器水位及び炉内圧力の低下、炉内温度及び炉内圧力異常の発生を監視し、炉内温度及び炉内圧力異常の発生を監視する。 ・ 安全注入作動、警報により非常用炉心冷却設備作動指令が发出し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	-	-	1次冷却炉圧力 加圧器水位

【 1 】は有効性評価上維持しない重大事故

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

判断及び操作	手順	設定設備	可能設備	評価設備
a. プラントトリップの確認	・ 事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービン出力を急激低下させる等の重大な異常発生、炉内温度及び炉内圧力異常の発生を監視し、炉内温度及び炉内圧力異常の発生を監視する。 ・ 安全注入作動、警報により非常用炉心冷却設備作動指令が发出し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	-	-	出力域中性子束 中間域中性子束 中性子源領域中性子束
b. 安全注入シーケンス作動状況の確認	・ 安全注入作動、警報により非常用炉心冷却設備作動指令が发出し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	燃料循環用ホスピット 燃料除去ポンプ 高圧注入ポンプ	-	高圧注入流量 燃料循環用ホスピット流量 燃料除去ポンプ流量 1次冷却炉圧力 1次冷却炉圧力
c. 高圧注入系動作の確認	・ 1次冷却炉圧力の低下に伴い、高圧注入系が動作することを確認する。	高圧タンク	-	1次冷却炉圧力 加圧器水位
d. 余熱除去系からの漏えいの判断	・ 余熱除去系からの漏えいの発生が、加圧器水位及び炉内圧力の低下、炉内温度及び炉内圧力異常の発生を監視し、炉内温度及び炉内圧力異常の発生を監視する。 ・ 安全注入作動、警報により非常用炉心冷却設備作動指令が发出し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	-	-	1次冷却炉圧力 加圧器水位 燃料循環用ホスピット流量

【 1 】は有効性評価上維持しない重大事故

第2.8.1.1表 「格納容器パイパス」における重大事故等対策について (1/3)

判断及び操作	手順	設定設備	可能設備	評価設備
a. プラントトリップの確認	・ 事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービン出力を急激低下させる等の重大な異常発生、炉内温度及び炉内圧力異常の発生を監視し、炉内温度及び炉内圧力異常の発生を監視する。 ・ 安全注入作動、警報により非常用炉心冷却設備作動指令が发出し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	-	-	出力域中性子束 中間域中性子束 中性子源領域中性子束
b. 安全注入シーケンス作動状況の確認	・ 安全注入作動、警報により非常用炉心冷却設備作動指令が发出し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	燃料循環用ホスピット 燃料除去ポンプ 高圧注入ポンプ	-	高圧注入流量 燃料循環用ホスピット流量 燃料除去ポンプ流量 1次冷却炉圧力 1次冷却炉圧力
c. 高圧注入系動作の確認	・ 1次冷却炉圧力の低下に伴い、高圧注入系が動作することを確認する。	高圧タンク	-	1次冷却炉圧力 加圧器水位
d. 余熱除去系からの漏えいの判断	・ 余熱除去系からの漏えいの発生が、加圧器水位及び炉内圧力の低下、炉内温度及び炉内圧力異常の発生を監視し、炉内温度及び炉内圧力異常の発生を監視する。 ・ 安全注入作動、警報により非常用炉心冷却設備作動指令が发出し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	-	-	1次冷却炉圧力 加圧器水位 燃料循環用ホスピット流量

【 1 】は有効性評価上維持しない重大事故

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

判断及び操作	手順	設定設備	可能設備	評価設備
a. プラントトリップの確認	・ 事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービン出力を急激低下させる等の重大な異常発生、炉内温度及び炉内圧力異常の発生を監視し、炉内温度及び炉内圧力異常の発生を監視する。 ・ 安全注入作動、警報により非常用炉心冷却設備作動指令が发出し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	-	-	出力域中性子束 中間域中性子束 中性子源領域中性子束
b. 安全注入シーケンス作動状況の確認	・ 安全注入作動、警報により非常用炉心冷却設備作動指令が发出し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	燃料循環用ホスピット 燃料除去ポンプ 高圧注入ポンプ	-	高圧注入流量 燃料循環用ホスピット流量 燃料除去ポンプ流量 1次冷却炉圧力 1次冷却炉圧力
c. 高圧注入系動作の確認	・ 1次冷却炉圧力の低下に伴い、高圧注入系が動作することを確認する。	高圧タンク	-	1次冷却炉圧力 加圧器水位
d. 余熱除去系からの漏えいの判断	・ 余熱除去系からの漏えいの発生が、加圧器水位及び炉内圧力の低下、炉内温度及び炉内圧力異常の発生を監視し、炉内温度及び炉内圧力異常の発生を監視する。 ・ 安全注入作動、警報により非常用炉心冷却設備作動指令が发出し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	-	-	1次冷却炉圧力 加圧器水位 燃料循環用ホスピット流量

【 1 】は有効性評価上維持しない重大事故

相違理由

【大阪、高浜】
 名称等の相違
 ・ 設備仕様等の差異により「手順」
 「重大事故等対処設備」の記載、名称が異なる
 【大阪、高浜】
 記載方針の相違
 (女川実績の反映)
 ・ 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの及び重大事故等対処設備(設計基軸)を識別

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

7.1.8 格納容器パイパス

第 2-2-4 表 「格納容器パイパス」の主要解析条件
 (蒸気発生器熱管被膜損傷に伴って格納容器パイパスが閉鎖した場合) (1/3)

項目	主要解析条件
解析コード	M-RELEAP5
炉心出力 (初期)	1095GJ/41(MW)×1.02
1次冷却材圧力 (初期)	13.41×10 ⁵ (MPa)gcp1
1次冷却材平均温度 (初期)	302.4±2℃
炉心循環熱 (初期)	1.6×10 ¹⁰ (W)
蒸気発生器 2次冷却材温度 (初期)	50s (1.5分あたり)
燃料棒数	燃料棒の燃焼状態を 仮定する(1.5分あたり)
安全確保の考え に対する設定	蒸気発生器1層の閉鎖後
分析範囲	外部電源なし

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

第 2-2-2 表 「格納容器パイパス」の主要解析条件
 (蒸気発生器熱管被膜損傷に伴って格納容器パイパスが閉鎖した場合) (1/3)

項目	主要解析条件
解析コード	M-RELEAP5
炉心出力 (初期)	1095GJ/41(MW)×1.02
1次冷却材圧力 (初期)	13.41×10 ⁵ (MPa)gcp1
1次冷却材平均温度 (初期)	302.4±2℃
炉心循環熱 (初期)	1.6×10 ¹⁰ (W)
蒸気発生器 2次冷却材温度 (初期)	40s (1.5分あたり)
燃料棒数	1層の蒸気発生器熱管被膜損傷 に伴って格納容器パイパスが閉鎖
安全確保の考え に対する設定	蒸気発生器1層の閉鎖後
分析範囲	外部電源なし

第 7.1.8.4 表 「格納容器パイパス」の主要解析条件
 (蒸気発生器熱管被膜損傷に伴って格納容器パイパスが閉鎖した場合) (1/3)

項目	主要解析条件
解析コード	東電EPR5
炉心出力 (初期)	109% (2.010MW) ×1.02
1次冷却材圧力 (初期)	13.41×10 ⁵ (MPa)gcp1
1次冷却材平均温度 (初期)	306.4±2℃
炉心循環熱 (初期)	1.6×10 ¹⁰ (W)
蒸気発生器 2次冷却材温度 (初期)	50s (1.5分あたり)
燃料棒数	1層の蒸気発生器熱管被膜損傷 に伴って格納容器パイパスが閉鎖
安全確保の考え に対する設定	蒸気発生器1層の閉鎖後
分析範囲	外部電源なし

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