

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

7.3.1 想定事故1

大阪発電所3/4号炉

第 4.1.3 図 「想定事故1」の作業と所要時間（使用済燃料ピット各卸系及び補給水系の故障）  
 (1/2)

女川原子力発電所2号炉

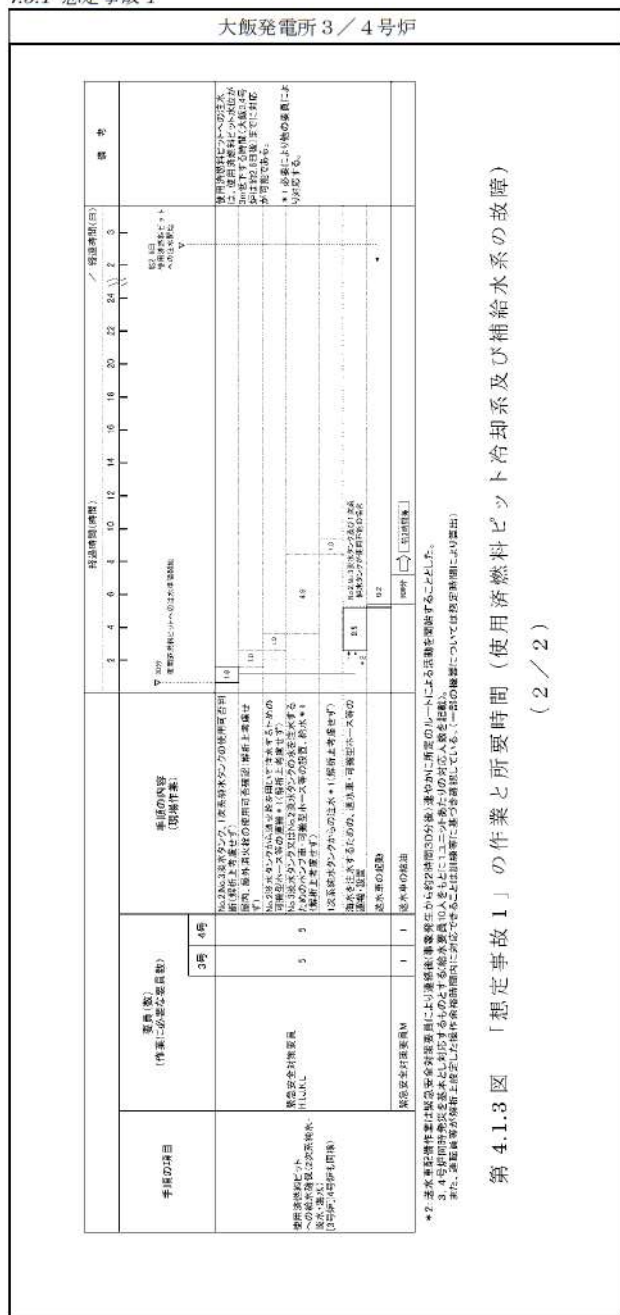
第 4.1.3 図 「想定事故1」の作業と所要時間  
 (1/2)

泊発電所3号炉

第 7.3.1.3 図 「想定事故1」の作業と所要時間（使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故）(1/2)

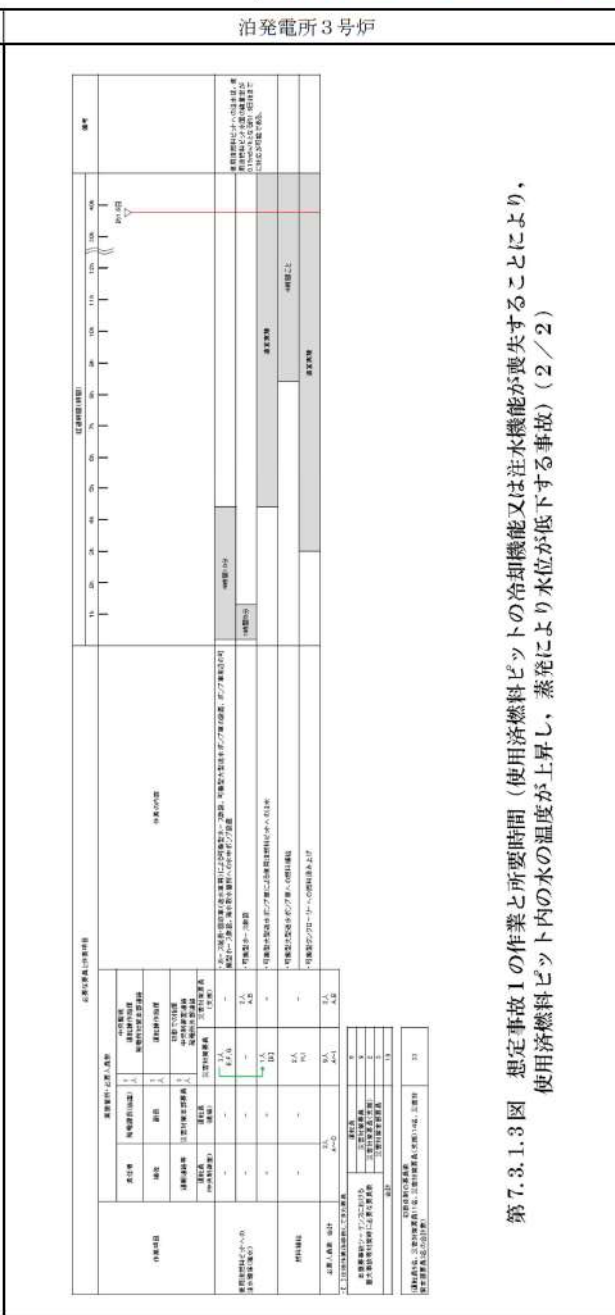
相違理由

記載方針の相違(女川表紙の反映)  
 ・運転員を中央制御室と現場に分けて記載  
 ・有効性評価上考慮しない作業を色分けして記載  
 設計の相違  
 評価結果の相違  
 名称等の相違



作業項目	作業員数	作業内容	所要時間(時間)
使用済燃料ピット、 冷却水系及び補給水 系に、必要に応じて作業者 (1号機、4号機)を派遣	1	補給水配管が破損した際に、 *1. 必要に応じて作業者を 派遣する。	3
緊急安全対策要員	1	緊急安全対策要員(1名)を 派遣する。	3
緊急安全対策要員	1	緊急安全対策要員(1名)を 派遣する。	3

\*1. 必要に応じて作業者を派遣する。  
 \*2. 注水装置故障発生時は緊急安全対策要員により注水装置を修理し、注水装置が正常に動作するまで注水装置の修理を行う。  
 \*3. 4号機燃料ピット冷却系に異常発生した場合は、4号機燃料ピット冷却系と2号機燃料ピット冷却系とを切り離す。



相違理由

- 記載方針の相違 (女川表紙の反映)
- ・運転員を中央制御室と現場に分けて記載
- ・有効性評価上考慮しない作業を色分けして記載
- 設計の相違
- 評価結果の相違
- 名稱等の相違

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）

7.3.1 想定事故1

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																
<div data-bbox="224 287 627 494" data-label="Diagram"> </div> <div data-bbox="313 510 537 542" data-label="Caption"> <p>使用済燃料ピット水位概要図</p> </div> <div data-bbox="224 558 694 798" data-label="Table"> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①3m<sup>3</sup>分の評価水量 (m<sup>3</sup>)</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>Aエリア</td> <td>約527 m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>Bエリア</td> <td>約342 m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>A,Bエリア間</td> <td>約6 m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>原子炉補助建屋キャナル</td> <td>約52 m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>燃料検査ピット</td> <td>約72 m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>計</td> <td>999 m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>②崩壊熱による保有水蒸散量</td> <td>19.44 m<sup>3</sup>/h</td> </tr> <tr> <td>③3m水位低下時間 (①/②)</td> <td>約2.1日間</td> </tr> <tr> <td>④水温100℃までの時間</td> <td>約12時間</td> </tr> <tr> <td>合計 (③+④)</td> <td>約2.6日間</td> </tr> </tbody> </table> <p>* 使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値(0.15mSv/h)以下となるための許容水位低下量は約3.19mであり、評価に使用する水位低下量を保守的に3mとした。</p> </div> <div data-bbox="156 893 694 917" data-label="Caption"> <p>第4.1.4図 「想定事故1」の使用済燃料ピット水位低下時間評価結果</p> </div>		評価結果	①3m <sup>3</sup> 分の評価水量 (m <sup>3</sup> )	—	Aエリア	約527 m <sup>3</sup>	Bエリア	約342 m <sup>3</sup>	A,Bエリア間	約6 m <sup>3</sup>	原子炉補助建屋キャナル	約52 m <sup>3</sup>	燃料検査ピット	約72 m <sup>3</sup>	計	999 m <sup>3</sup>	②崩壊熱による保有水蒸散量	19.44 m <sup>3</sup> /h	③3m水位低下時間 (①/②)	約2.1日間	④水温100℃までの時間	約12時間	合計 (③+④)	約2.6日間	<div data-bbox="761 175 1321 542" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="851 574 1254 606" data-label="Caption"> <p>第4.1.4図 燃料プール水位の推移 (想定事故1)</p> </div> <div data-bbox="784 622 1299 1388" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="918 1404 1254 1436" data-label="Caption"> <p>第4.1.5図 燃料プール水位と線量率 (想定事故1)</p> </div>	<div data-bbox="1456 223 1859 478" data-label="Diagram"> </div> <div data-bbox="1545 494 1747 526" data-label="Caption"> <p>使用済燃料ピット水位概略図</p> </div> <div data-bbox="1388 558 1948 861" data-label="Table"> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>① 3.3m<sup>3</sup>分の評価水量 (m<sup>3</sup>)</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>A-使用済燃料ピット</td> <td>約210m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>B-使用済燃料ピット</td> <td>約310m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>A, B-使用済燃料ピット間</td> <td>約5m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>燃料取替キャナル</td> <td>約45m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>燃料検査ピット</td> <td>約60m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>約630m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>② 崩壊熱による保有水蒸散量</td> <td>約19.16m<sup>3</sup>/h</td> </tr> <tr> <td>③ 3.3m水位低下時間 (①/②)</td> <td>約32.8時間</td> </tr> <tr> <td>④ 水温100℃までの時間</td> <td>約6.6時間</td> </tr> <tr> <td>合計 (③+④)</td> <td>約1.6日 (約39.4時間)</td> </tr> </tbody> </table> <p>※使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値 (0.15mSv/h) 以下となるための許容水位低下量は約3.37mであり、評価に使用する水位低下量を保守的に3.3mとした。</p> </div> <div data-bbox="1388 941 1926 973" data-label="Caption"> <p>第7.3.1.4図 「想定事故1」の使用済燃料ピット水位低下時間評価結果</p> </div>		評価結果	① 3.3m <sup>3</sup> 分の評価水量 (m <sup>3</sup> )	—	A-使用済燃料ピット	約210m <sup>3</sup>	B-使用済燃料ピット	約310m <sup>3</sup>	A, B-使用済燃料ピット間	約5m <sup>3</sup>	燃料取替キャナル	約45m <sup>3</sup>	燃料検査ピット	約60m <sup>3</sup>	合計	約630m <sup>3</sup>	② 崩壊熱による保有水蒸散量	約19.16m <sup>3</sup> /h	③ 3.3m水位低下時間 (①/②)	約32.8時間	④ 水温100℃までの時間	約6.6時間	合計 (③+④)	約1.6日 (約39.4時間)	<p>設計の相違          評価結果の相違</p> <p>【女川】          評価方法の相違          ・泊は放射線の遮蔽が通常時の遮蔽設計基準値(0.15mSv/h)以下に維持される最低水位まで水位が低下する時間を評価し、それまでに蒸発量を上回る量の注水を行うことで燃料頂部が冠水し、放射線の遮蔽が維持される水位まで水位が低下しないことを示している(大阪と同様)</p> <p>・女川はSFP水位を示し蒸発量を上回る注水を行うことで水位を維持できること、示した水位の線量率が必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hを下回っていることを示している</p> <p>・評価項目を満足している点では泊も女川も同様</p>
	評価結果																																																		
①3m <sup>3</sup> 分の評価水量 (m <sup>3</sup> )	—																																																		
Aエリア	約527 m <sup>3</sup>																																																		
Bエリア	約342 m <sup>3</sup>																																																		
A,Bエリア間	約6 m <sup>3</sup>																																																		
原子炉補助建屋キャナル	約52 m <sup>3</sup>																																																		
燃料検査ピット	約72 m <sup>3</sup>																																																		
計	999 m <sup>3</sup>																																																		
②崩壊熱による保有水蒸散量	19.44 m <sup>3</sup> /h																																																		
③3m水位低下時間 (①/②)	約2.1日間																																																		
④水温100℃までの時間	約12時間																																																		
合計 (③+④)	約2.6日間																																																		
	評価結果																																																		
① 3.3m <sup>3</sup> 分の評価水量 (m <sup>3</sup> )	—																																																		
A-使用済燃料ピット	約210m <sup>3</sup>																																																		
B-使用済燃料ピット	約310m <sup>3</sup>																																																		
A, B-使用済燃料ピット間	約5m <sup>3</sup>																																																		
燃料取替キャナル	約45m <sup>3</sup>																																																		
燃料検査ピット	約60m <sup>3</sup>																																																		
合計	約630m <sup>3</sup>																																																		
② 崩壊熱による保有水蒸散量	約19.16m <sup>3</sup> /h																																																		
③ 3.3m水位低下時間 (①/②)	約32.8時間																																																		
④ 水温100℃までの時間	約6.6時間																																																		
合計 (③+④)	約1.6日 (約39.4時間)																																																		

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.1 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: right;">添付資料 4.1.1</p> <p style="text-align: center;"><u>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</u></p> <p>「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」のうち、想定事故1の「使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」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;">図1 想定事故1の重大事故等対策の概略系統図</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.3.1.1</p> <p style="text-align: center;"><u>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</u></p> <p>「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」のうち、想定事故1の「使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」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;">図1 想定事故1の重大事故等対策の概略系統図</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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																			
<p style="text-align: right;">添付資料 4.1.2</p> <p style="text-align: center;"><u>使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について</u></p> <p>大阪3、4号炉は、使用済燃料ピットが同じ配置で基本的に同一寸法及び燃料仕様が同一であるため、共通の評価結果として以下に記載する。</p> <p>想定事故1においては使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障により、想定事故2においては冷却系配管の破断によりそれぞれ使用済燃料ピット水位が徐々に低下する事象を想定している。</p> <p>本資料では、水位の低下により、遮蔽設計基準値（ピット水面線量率0.15mSv/h）に相当する水位に達するまでの時間を評価し、送水車による代替注水までの時間的余裕が確保されていることを示すものである。</p> <p>本資料における評価内容を下表に示す。</p> <table border="1" data-bbox="201 662 918 917"> <thead> <tr> <th rowspan="2">運転状態</th> <th rowspan="2">ピット間の接続状態</th> <th rowspan="2">燃料ピットゲート状態</th> <th rowspan="2">記載箇所</th> <th colspan="2">評価結果<sup>※</sup></th> </tr> <tr> <th>想定事故1</th> <th>想定事故2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>定期検査中 (燃料取出状態)</td> <td rowspan="2">使用済燃料ピット、原子炉補助建屋キャナル、燃料検査ピットが全て水張り状態</td> <td>なし</td> <td>本文</td> <td>約2.6日間</td> <td>約1.8日間</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">運転中 (燃料装荷状態)</td> <td>正常</td> <td>参考1</td> <td>約6.3日間</td> <td>約4.4日間</td> </tr> <tr> <td>外れた場合</td> <td>参考2</td> <td colspan="2">約4.0日間</td> </tr> </tbody> </table> <p>※：遮蔽設計基準値に相当する水位に達するまでの時間。</p> <p>以下、最も厳しい評価として、使用済燃料ピットの燃料の崩壊熱が最大となる施設定期検査中の燃料取出直後における想定事故1及び想定事故2に対する評価結果を示す。</p>	運転状態	ピット間の接続状態	燃料ピットゲート状態	記載箇所	評価結果 <sup>※</sup>		想定事故1	想定事故2	定期検査中 (燃料取出状態)	使用済燃料ピット、原子炉補助建屋キャナル、燃料検査ピットが全て水張り状態	なし	本文	約2.6日間	約1.8日間	運転中 (燃料装荷状態)	正常	参考1	約6.3日間	約4.4日間	外れた場合	参考2	約4.0日間		<p style="text-align: right;">添付資料 7.3.1.2</p> <p style="text-align: center;">使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について</p> <p>想定事故1においては使用済燃料ピット冷却機能及び補給水系の故障により、想定事故2においては冷却系配管の破断によりそれぞれ使用済燃料ピット水位が徐々に低下する事象を想定している。</p> <p>本資料では、水位の低下により、遮蔽設計基準値（ピット水面線量率0.15mSv/h）に相当する水位に達するまでの時間を評価し、可搬型大型送水ポンプ車による注水までの時間的余裕が確保されていることを示すものである。</p> <p>本資料における評価内容を下表に示す。</p> <p style="text-align: center;">表1 評価内容一覧</p> <table border="1" data-bbox="1142 678 1870 941"> <thead> <tr> <th rowspan="2">運転状態</th> <th rowspan="2">ピット間の接続状態</th> <th rowspan="2">使用済燃料ピットゲート状態</th> <th rowspan="2">記載箇所</th> <th colspan="2">評価結果<sup>※</sup></th> </tr> <tr> <th>想定事故1</th> <th>想定事故2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">定期検査中 (燃料取出状態)</td> <td rowspan="2">キャスクピットのみ水抜き状態</td> <td>正常</td> <td>本文</td> <td>約1.6日</td> <td>約1.0日</td> </tr> <tr> <td>外れた場合</td> <td>参考3</td> <td>約1.1日</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">運転中 (燃料装荷状態)</td> <td rowspan="2">燃料検査ピット及び燃料取替キャナルが水抜き状態<sup>※1</sup></td> <td>正常</td> <td>参考2</td> <td>約3.2日</td> <td>約2.0日</td> </tr> <tr> <td>外れた場合</td> <td>参考3</td> <td>約1.6日</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：燃料検査ピット及び燃料取替キャナルとキャスクピットを同時に水抜き状態にすることはしない。          ※2：遮蔽設計基準値に相当する水位に達するまでの時間。</p> <p>以下、最も厳しい評価として、使用済燃料ピットの燃料の崩壊熱が最大となる定期検査中の燃料取出直後における想定事故1及び想定事故2に対する評価結果を示す。</p>	運転状態	ピット間の接続状態	使用済燃料ピットゲート状態	記載箇所	評価結果 <sup>※</sup>		想定事故1	想定事故2	定期検査中 (燃料取出状態)	キャスクピットのみ水抜き状態	正常	本文	約1.6日	約1.0日	外れた場合	参考3	約1.1日	—	運転中 (燃料装荷状態)	燃料検査ピット及び燃料取替キャナルが水抜き状態 <sup>※1</sup>	正常	参考2	約3.2日	約2.0日	外れた場合	参考3	約1.6日	—	<p>運用の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・PWRプラントでもピットの構造が各々異なるが、比較的構造の似ている伊方3号炉では、運転中はキャナル又は燃料検査ピットのどちらかの水を抜く運用としている</li> </ul>
運転状態					ピット間の接続状態	燃料ピットゲート状態	記載箇所	評価結果 <sup>※</sup>																																													
	想定事故1	想定事故2																																																			
定期検査中 (燃料取出状態)	使用済燃料ピット、原子炉補助建屋キャナル、燃料検査ピットが全て水張り状態	なし	本文	約2.6日間	約1.8日間																																																
運転中 (燃料装荷状態)		正常	参考1	約6.3日間	約4.4日間																																																
	外れた場合	参考2	約4.0日間																																																		
運転状態	ピット間の接続状態	使用済燃料ピットゲート状態	記載箇所	評価結果 <sup>※</sup>																																																	
				想定事故1	想定事故2																																																
定期検査中 (燃料取出状態)	キャスクピットのみ水抜き状態	正常	本文	約1.6日	約1.0日																																																
		外れた場合	参考3	約1.1日	—																																																
運転中 (燃料装荷状態)	燃料検査ピット及び燃料取替キャナルが水抜き状態 <sup>※1</sup>	正常	参考2	約3.2日	約2.0日																																																
		外れた場合	参考3	約1.6日	—																																																

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																								
<p>なお、運転中の大部分の時期についても、ピット間の接続状態が施設定期検査中と同じであり、崩壊熱はより小さい値となるため、この評価結果に包絡される。</p>	<p>なお、運転中の大部分の時期についても、ピット間の接続状態が定期検査中と同じであり、崩壊熱はより小さい値となるため、この評価結果に包絡される。</p>																									
<p>&lt;評価における前提条件&gt;</p>	<p>表2 評価における前提条件</p>																									
<table border="1"> <tr> <td>号炉</td> <td>大飯3、4号炉</td> </tr> <tr> <td>燃料仕様</td> <td>ウラン燃料 最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%</td> </tr> <tr> <td>貯蔵体数/熱負荷 （安全側に燃料取出直後の熱負荷とする）（添付1）</td> <td>Aエリア：974体/10.598MW Bエリア：1,155体/1.076MW 合計：2,129体/11.674MW</td> </tr> <tr> <td>事象発生時のピット水温</td> <td>40℃（施設定期検査に伴う燃料取出中の通常水温）</td> </tr> <tr> <td>必要遮蔽水厚</td> <td>4.38m（添付2）</td> </tr> <tr> <td>ピット間の接続状態</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>使用済燃料ピット（Aエリア、Bエリア）、原子炉補助建屋キャナル、燃料検査ピットは施設定期検査中、運転中ともに水張り状態である。</li> <li>沸騰までに要する時間の評価については、安全側に、崩壊熱量の大きいAエリアのみ独立した状態として評価する。</li> <li>水位低下時間の評価においては、Aエリア、Bエリア、原子炉補助建屋キャナル、燃料検査ピットが接続された条件とする。</li> </ul> </td> </tr> </table>	号炉	大飯3、4号炉	燃料仕様	ウラン燃料 最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%	貯蔵体数/熱負荷 （安全側に燃料取出直後の熱負荷とする）（添付1）	Aエリア：974体/10.598MW Bエリア：1,155体/1.076MW 合計：2,129体/11.674MW	事象発生時のピット水温	40℃（施設定期検査に伴う燃料取出中の通常水温）	必要遮蔽水厚	4.38m（添付2）	ピット間の接続状態	<ul style="list-style-type: none"> <li>使用済燃料ピット（Aエリア、Bエリア）、原子炉補助建屋キャナル、燃料検査ピットは施設定期検査中、運転中ともに水張り状態である。</li> <li>沸騰までに要する時間の評価については、安全側に、崩壊熱量の大きいAエリアのみ独立した状態として評価する。</li> <li>水位低下時間の評価においては、Aエリア、Bエリア、原子炉補助建屋キャナル、燃料検査ピットが接続された条件とする。</li> </ul>	<table border="1"> <tr> <td>号機</td> <td>泊3号機</td> </tr> <tr> <td>燃料仕様</td> <td>ウラン燃料 （最高燃焼度：55GWd/t、ウラン燃料：4.8wt%）（3号機） （最高燃焼度：55GWd/t、ウラン燃料：4.8wt%）（1、2号機） MOX燃料（3号機） （最高燃焼度：45GWd/t）</td> </tr> <tr> <td>貯蔵体数/熱負荷 （安全側に燃料取出直後の熱負荷とする）（添付1）</td> <td>A-使用済燃料ピット：600体/1.126MW B-使用済燃料ピット：840体/10.382MW 合計：1,440体/熱負荷11.508MW</td> </tr> <tr> <td>事象発生時のピット水温</td> <td>40℃（定期検査に伴う燃料取出中の通常水温）</td> </tr> <tr> <td>必要遮蔽厚</td> <td>4.25m（添付2）</td> </tr> <tr> <td>ピット間の接続状態</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> <li>使用済燃料ピット（A、B-使用済燃料ピット<sup>※1</sup>）、燃料取替キャナル、燃料検査ピットは、定期検査中（燃料取出状態）水張り状態である。</li> <li>沸騰までに要する時間の評価については、安全側にA、B-使用済燃料ピットの相互の保有水の混合は考慮せず、片側のピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した状態として評価する。その際、実運用を考慮し、原子炉に近いB-使用済燃料ピット側に崩壊熱の高い燃料体等を選択的に貯蔵<sup>※2</sup>した状態を想定する。</li> <li>水位低下時間の評価においては、A、B-使用済燃料ピット、燃料取替キャナル、燃料検査ピットが接続された条件とする。</li> </ul> </td> </tr> </table>	号機	泊3号機	燃料仕様	ウラン燃料 （最高燃焼度：55GWd/t、ウラン燃料：4.8wt%）（3号機） （最高燃焼度：55GWd/t、ウラン燃料：4.8wt%）（1、2号機） MOX燃料（3号機） （最高燃焼度：45GWd/t）	貯蔵体数/熱負荷 （安全側に燃料取出直後の熱負荷とする）（添付1）	A-使用済燃料ピット：600体/1.126MW B-使用済燃料ピット：840体/10.382MW 合計：1,440体/熱負荷11.508MW	事象発生時のピット水温	40℃（定期検査に伴う燃料取出中の通常水温）	必要遮蔽厚	4.25m（添付2）	ピット間の接続状態	<ul style="list-style-type: none"> <li>使用済燃料ピット（A、B-使用済燃料ピット<sup>※1</sup>）、燃料取替キャナル、燃料検査ピットは、定期検査中（燃料取出状態）水張り状態である。</li> <li>沸騰までに要する時間の評価については、安全側にA、B-使用済燃料ピットの相互の保有水の混合は考慮せず、片側のピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した状態として評価する。その際、実運用を考慮し、原子炉に近いB-使用済燃料ピット側に崩壊熱の高い燃料体等を選択的に貯蔵<sup>※2</sup>した状態を想定する。</li> <li>水位低下時間の評価においては、A、B-使用済燃料ピット、燃料取替キャナル、燃料検査ピットが接続された条件とする。</li> </ul>	<p>設備の相違</p>
号炉	大飯3、4号炉																									
燃料仕様	ウラン燃料 最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%																									
貯蔵体数/熱負荷 （安全側に燃料取出直後の熱負荷とする）（添付1）	Aエリア：974体/10.598MW Bエリア：1,155体/1.076MW 合計：2,129体/11.674MW																									
事象発生時のピット水温	40℃（施設定期検査に伴う燃料取出中の通常水温）																									
必要遮蔽水厚	4.38m（添付2）																									
ピット間の接続状態	<ul style="list-style-type: none"> <li>使用済燃料ピット（Aエリア、Bエリア）、原子炉補助建屋キャナル、燃料検査ピットは施設定期検査中、運転中ともに水張り状態である。</li> <li>沸騰までに要する時間の評価については、安全側に、崩壊熱量の大きいAエリアのみ独立した状態として評価する。</li> <li>水位低下時間の評価においては、Aエリア、Bエリア、原子炉補助建屋キャナル、燃料検査ピットが接続された条件とする。</li> </ul>																									
号機	泊3号機																									
燃料仕様	ウラン燃料 （最高燃焼度：55GWd/t、ウラン燃料：4.8wt%）（3号機） （最高燃焼度：55GWd/t、ウラン燃料：4.8wt%）（1、2号機） MOX燃料（3号機） （最高燃焼度：45GWd/t）																									
貯蔵体数/熱負荷 （安全側に燃料取出直後の熱負荷とする）（添付1）	A-使用済燃料ピット：600体/1.126MW B-使用済燃料ピット：840体/10.382MW 合計：1,440体/熱負荷11.508MW																									
事象発生時のピット水温	40℃（定期検査に伴う燃料取出中の通常水温）																									
必要遮蔽厚	4.25m（添付2）																									
ピット間の接続状態	<ul style="list-style-type: none"> <li>使用済燃料ピット（A、B-使用済燃料ピット<sup>※1</sup>）、燃料取替キャナル、燃料検査ピットは、定期検査中（燃料取出状態）水張り状態である。</li> <li>沸騰までに要する時間の評価については、安全側にA、B-使用済燃料ピットの相互の保有水の混合は考慮せず、片側のピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した状態として評価する。その際、実運用を考慮し、原子炉に近いB-使用済燃料ピット側に崩壊熱の高い燃料体等を選択的に貯蔵<sup>※2</sup>した状態を想定する。</li> <li>水位低下時間の評価においては、A、B-使用済燃料ピット、燃料取替キャナル、燃料検査ピットが接続された条件とする。</li> </ul>																									
<p>※1 使用済燃料ラックの耐震性を確保するためにピットを2つに分割している。          ※2 保安規定の下部規定において、原子炉から燃料取出時に取り出した全燃料はB-使用済燃料ピットに貯蔵し、燃料装荷完了までA-使用済燃料ピットに移動させないことを記載する。</p>																										

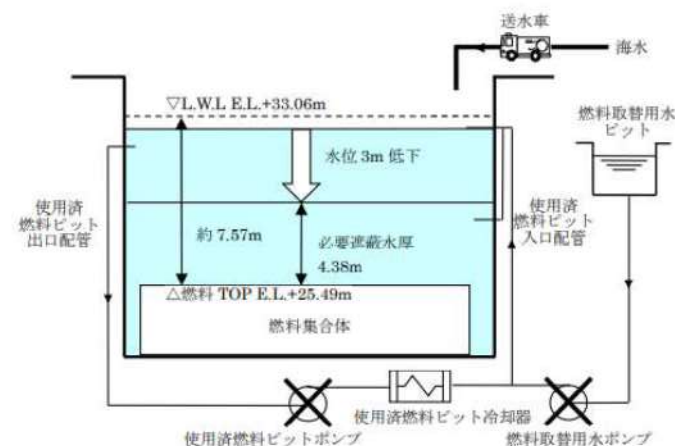
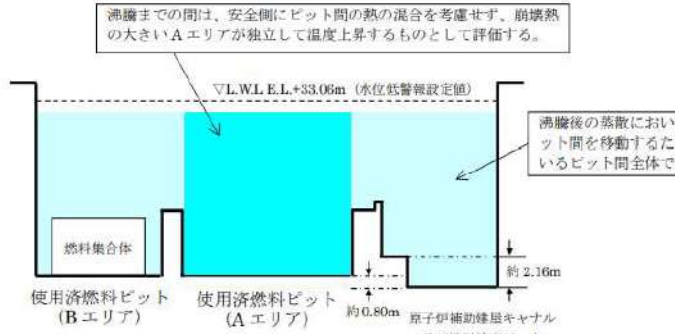
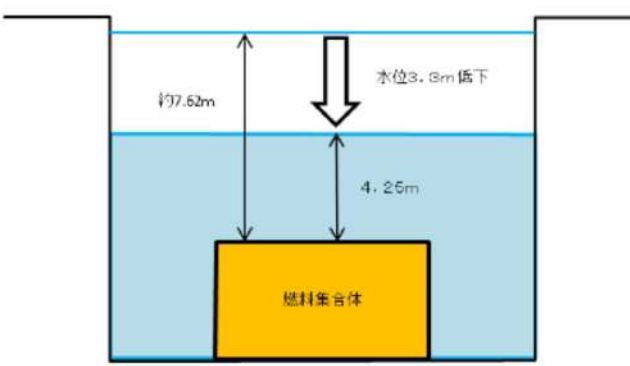
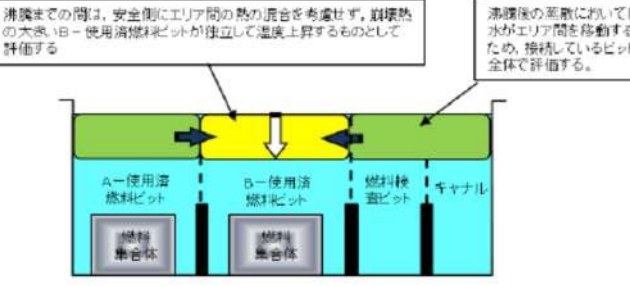
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>大阪発電所3/4号炉</p> <p>使用済燃料ピット概略図（平面図）</p> <p>使用済燃料ピット概略図（断面図）</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>図1 使用済燃料ピット概略図（平面図）</p> <p>図2 使用済燃料ピット概略図（断面図）</p>	<p>相違理由</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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1. 想定事故1（使用済燃料ピット冷却系及び補給系の故障）</p> <p>(1) 概要</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>使用済燃料ピットの冷却機能停止後、燃料の崩壊熱により水温が40℃から100℃まで上昇し、その後、蒸散により水位低下が生じる。</li> <li>遮蔽設計基準値に達するまでの水位低下量は、安全側に3m<sup>※</sup>とする。</li> </ul> <p>※ a. 使用済燃料ピット水位低警報設定値：燃料集合体の上端より約7.57m上                  b. 必要遮蔽水厚：4.38m                  a. -b. = 約3.19mであるが、安全側に3mとしている。</p>  <p>(2) 計算方法</p> <p>水位低下量の計算方法は、水温40℃の使用済燃料ピット水が100℃に達するまでの時間と、沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間をそれぞれ算出し、合計する。</p> <p>沸騰までの間は、安全側にピット間の熱の混合を考慮せず、崩壊熱の大きいAエリアが独立して温度上昇するものとして評価する。</p> <p>沸騰後の蒸散においては、水がピット間を移動するため、接続しているピット間全体で評価する。</p> 	<p>1. 想定事故1（使用済燃料ピット冷却機能又は注水機能喪失）</p> <p>(1) 概要</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>使用済燃料ピットの冷却機能停止後、燃料の崩壊熱により水温が40℃から100℃まで上昇し、その後、蒸発により水位低下が生じる。</li> <li>遮蔽設計基準値に達するまでの水位低下量は、安全側に3.3m<sup>※</sup>とする。</li> </ul> <p>※ a. NWL から燃料集合体の上端までの値：燃料集合体の上端より約7.62m上                  b. 必要遮蔽水厚：4.25m                  a. -b. = 約3.37mであるが、安全側に3.3mとしている。</p>  <p>図3 使用済燃料ピット水量概略図</p> <p>(2) 計算方法</p> <p>水位低下量の計算方法は、水温40℃の使用済燃料ピット水が100℃に達するまでの時間と、沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間をそれぞれ算出し、合計する。</p> <p>沸騰までの間は、安全側にエリア間の熱の混合を考慮せず、崩壊熱の大きいB-使用済燃料ピットが独立して温度上昇するものとして評価する。</p> <p>沸騰後の蒸散においては、水がエリア間を移動するため、接続しているピット全体で評価する。</p>  <p>図4 使用済燃料ピット水位低下概要図</p>	<p>設計の相違</p> <p>設計の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>泊の評価上の初期水位は、水位の実運用に基づき、標準的な水位としてNWLに設定（女川と同様）</li> </ul>



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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																
<p>① 冷却機能停止から沸騰までの時間</p> $\text{沸騰までの時間[h]} = \frac{A \text{ エリア水量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{エンタルピ差[kJ/kg]}}{A \text{ エリア熱負荷[MW]} \times 10^3 \times 3,600}$ <p>Aエリア水量 : 1,927m<sup>3</sup>                  水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m<sup>3</sup>) (添付3)                  エンタルピ差 : 水温 100℃と水温 40℃における水のエンタルピ差 (251.6kJ/kg)                  A エリア熱負荷 : 10.598MW</p> <p>② 沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間</p> $\text{水位低下時間[h]} = \frac{\text{水位低下量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{飽和潜熱[kJ/kg]}}{(A \text{ エリア熱負荷[MW]} + B \text{ エリア熱負荷[MW]}) \times 10^3 \times 3,600}$ <p>水位低下量 : 999m<sup>3</sup>                  水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m<sup>3</sup>) (添付3)                  飽和潜熱 : 飽和蒸気エンタルピ[kJ/kg] - 飽和水エンタルピ[kJ/kg] (2,257kJ/kg)                  熱負荷 : 11.674MW                  (A エリア熱負荷 10.598MW + B エリア熱負荷 1.076MW)</p> <table border="1" data-bbox="275 906 788 1024"> <caption>水位低下量の内訳</caption> <thead> <tr> <th>A エリア</th> <th>B エリア</th> <th>A,B エリア間</th> <th>原子炉補助建屋キャナル</th> <th>燃料検査ピット</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 527 m<sup>3</sup></td> <td>約 342 m<sup>3</sup></td> <td>約 6 m<sup>3</sup></td> <td>約 52 m<sup>3</sup></td> <td>約 72 m<sup>3</sup></td> <td>999m<sup>3</sup></td> </tr> </tbody> </table>	A エリア	B エリア	A,B エリア間	原子炉補助建屋キャナル	燃料検査ピット	合計	約 527 m <sup>3</sup>	約 342 m <sup>3</sup>	約 6 m <sup>3</sup>	約 52 m <sup>3</sup>	約 72 m <sup>3</sup>	999m <sup>3</sup>	<p>① 冷却機能停止から沸騰までの時間</p> $\text{沸騰までの時間[h]} = \frac{B - \text{使用済燃料ピット水量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{エンタルピ差[kJ/kg]}}{B - \text{使用済燃料ピット熱負荷[MW]} \times 10^3 \times 3,600}$ <p>B-使用済燃料ピット : 1030m<sup>3</sup>                  水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m<sup>3</sup>) (添付4)                  エンタルピ差 : 水温 100℃と水温 40℃における水のエンタルピ差 (251.6kJ/kg)                  B-使用済燃料ピット熱負荷 : 10.382MW</p> <p>② 沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間</p> $\text{水位低下時間[h]} = \frac{\text{水位低下量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{飽和潜熱[kJ/kg]}}{(A - \text{使用済燃料ピット熱負荷[MW]} + B - \text{使用済燃料ピット熱負荷[MW]}) \times 10^3 \times 3,600}$ <p>水位低下量 : 630m<sup>3</sup>                  水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m<sup>3</sup>) (添付4)                  飽和潜熱 : 飽和蒸気エンタルピ[kJ/kg] - 飽和水エンタルピ[kJ/kg] (2,257kJ/kg)                  熱負荷 : 11.508MW                  (A-使用済燃料ピット熱負荷 1.126MW + B-使用済燃料ピット熱負荷 10.382MW)</p> <p>表3 水位低下時間評価結果</p> <table border="1" data-bbox="1075 865 1899 1305"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th>評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="2">① 3.3m<sup>3</sup>分の評価水量 (m<sup>3</sup>)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>A-使用済燃料ピット</td> <td></td> <td>約210m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>B-使用済燃料ピット</td> <td></td> <td>約310m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>A, B-使用済燃料ピット間</td> <td></td> <td>約5m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>燃料取替キャナル</td> <td></td> <td>約45m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>燃料検査ピット</td> <td></td> <td>約60m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td></td> <td>約630m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>② 崩壊熱による保有水蒸発水量</td> <td></td> <td>約19.16m<sup>3</sup>/h</td> </tr> <tr> <td>③ 3.3m<sup>3</sup>水位低下時間 (①/②)</td> <td></td> <td>約32.8時間</td> </tr> <tr> <td>④ 水温100℃までの時間</td> <td></td> <td>約6.6時間</td> </tr> <tr> <td>合計 (③+④)</td> <td></td> <td>約1.6日 (約39.4時間)</td> </tr> </tbody> </table> <p>※使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値 (0.15mSv/h) 以下となるための許容水位低下量は約3.37mであり、評価に使用する水位低下量を保守的に3.3mとした。</p>			評価結果	① 3.3m <sup>3</sup> 分の評価水量 (m <sup>3</sup> )			A-使用済燃料ピット		約210m <sup>3</sup>	B-使用済燃料ピット		約310m <sup>3</sup>	A, B-使用済燃料ピット間		約5m <sup>3</sup>	燃料取替キャナル		約45m <sup>3</sup>	燃料検査ピット		約60m <sup>3</sup>	合計		約630m <sup>3</sup>	② 崩壊熱による保有水蒸発水量		約19.16m <sup>3</sup> /h	③ 3.3m <sup>3</sup> 水位低下時間 (①/②)		約32.8時間	④ 水温100℃までの時間		約6.6時間	合計 (③+④)		約1.6日 (約39.4時間)	<p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>記載方針の相違</p>
A エリア	B エリア	A,B エリア間	原子炉補助建屋キャナル	燃料検査ピット	合計																																													
約 527 m <sup>3</sup>	約 342 m <sup>3</sup>	約 6 m <sup>3</sup>	約 52 m <sup>3</sup>	約 72 m <sup>3</sup>	999m <sup>3</sup>																																													
		評価結果																																																
① 3.3m <sup>3</sup> 分の評価水量 (m <sup>3</sup> )																																																		
A-使用済燃料ピット		約210m <sup>3</sup>																																																
B-使用済燃料ピット		約310m <sup>3</sup>																																																
A, B-使用済燃料ピット間		約5m <sup>3</sup>																																																
燃料取替キャナル		約45m <sup>3</sup>																																																
燃料検査ピット		約60m <sup>3</sup>																																																
合計		約630m <sup>3</sup>																																																
② 崩壊熱による保有水蒸発水量		約19.16m <sup>3</sup> /h																																																
③ 3.3m <sup>3</sup> 水位低下時間 (①/②)		約32.8時間																																																
④ 水温100℃までの時間		約6.6時間																																																
合計 (③+④)		約1.6日 (約39.4時間)																																																

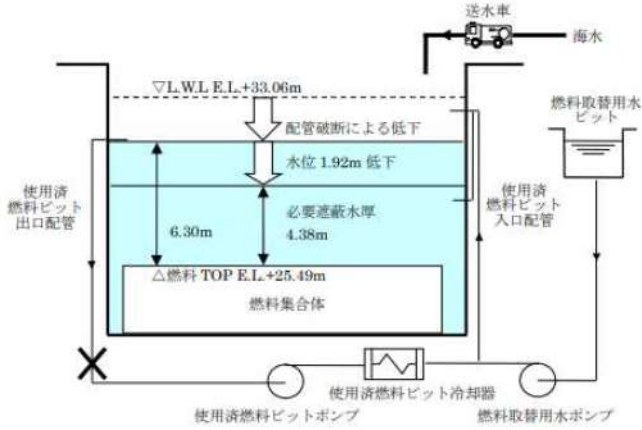
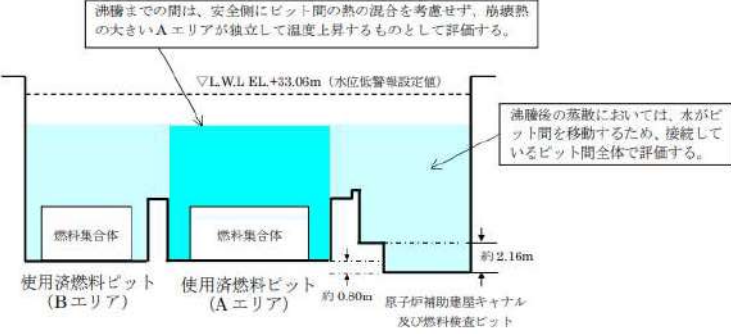
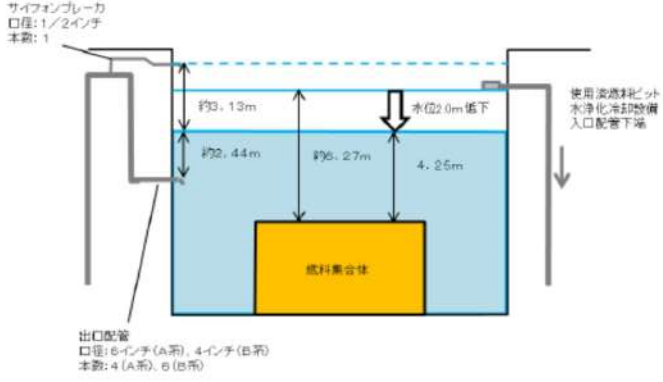
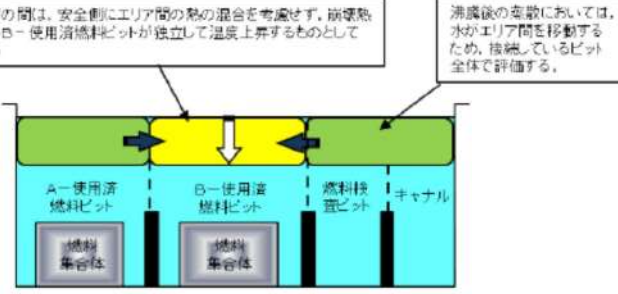
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由												
<p>(3) 評価結果</p> <table border="1" data-bbox="203 212 833 274"> <thead> <tr> <th>①水温 100℃までの時間</th> <th>②水位低下時間</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 12 時間</td> <td>約 2.1 日間</td> <td>約 2.6 日間</td> </tr> </tbody> </table> <p>使用済燃料ピットは通常ほう酸水で満たされているが、未臨界性評価では、中性子吸収効果のある使用済燃料ピット水中のほう素を無視し、純水で満たされた状態で、最も反応度が高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定する。未臨界性評価には PHOENIX-P/HIDRA コードを用いており、不確定性 0.020 を考慮しても A エリア（使用済燃料ラック：ステンレス鋼製）の実効増倍率は約 0.953、B エリア（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）の実効増倍率は約 0.970 であり、ともに評価基準（不確定性を含めて 0.98 以下）を満足できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、水密度が高い冠水時に比べて実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。</p> <p>なお、使用済燃料ピット水中のほう素を考慮する場合、沸騰状態では水密度の低下に伴いほう素の密度も低下することから、ほう素による中性子吸収効果が減少して実効増倍率が増加する効果がある。ほう素濃度が高くなると、ほう素の密度低下により実効増倍率が増加する効果が、水密度の低下で中性子の減速が不足することにより実効増倍率が低下する効果を上回る場合があるが、その場合でも、実効増倍率は、純水条件に比べて低くなる。</p> <p>大阪 3、4 号炉においては、上記のとおり使用済燃料ピット水中のほう素を無視し、純水で満たされた状態（水密度 1.0g/cm<sup>3</sup>）で、最も反応度が高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定した実効増倍率は A エリア（使用済燃料ラック：ステンレス鋼製）は約 0.953、B エリア（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス）は約 0.970 であり、十分な未臨界性を確保できる設計としている。</p> <p>また、使用済燃料ピット内の水が沸騰状態となり水密度が低下した場合について、使用済燃料ピット内が純水の条件で未臨界性評価を実施した。</p> <p>その結果、純水冠水状態（水密度 1.0g/cm<sup>3</sup>）から水密度が低下し 0.5g/cm<sup>3</sup> となった場合、A エリア（使用済燃料ラック：ステンレス鋼製）の実効増倍率は約 9% Δk 低下し、B エリア（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製ラック）の実効増倍率は約 13% Δk 低下することから、十分に未臨界は維持される。</p>	①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計	約 12 時間	約 2.1 日間	約 2.6 日間	<p>(3) 評価結果</p> <p>表 4 各状態での経過時間</p> <table border="1" data-bbox="1198 233 1818 311"> <thead> <tr> <th>①水温 100℃までの時間</th> <th>②水位低下時間</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 6.6 時間</td> <td>約 32.8 時間</td> <td>約 1.6 日 (約 39.4 時間)</td> </tr> </tbody> </table> <p>使用済燃料ピットは通常ほう酸水で満たされているが、未臨界性評価では、中性子吸収効果のある使用済燃料ピット水中のほう素を無視し、純水で満たされた状態で、最も反応度が高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定する。未臨界性評価には SCALE コードを用いており、不確定性 0.020 を考慮しても B-使用済燃料ピット（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）の実効増倍率は約 0.970 であり、評価基準（不確定性を含めて 0.98 以下）を満足できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、水密度が高い冠水時に比べて実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。</p> <p>なお、使用済燃料ピット水中のほう素を考慮する場合、沸騰状態では水密度の低下に伴いほう素の密度も低下することから、ほう素による中性子吸収効果が減少して実効増倍率が増加する効果がある。ほう素濃度が高くなると、ほう素の密度低下により実効増倍率が増加する効果が、水密度の低下で中性子の減速が不足することにより実効増倍率が低下する効果を上回る場合があるが、その場合でも、実効増倍率は、純水条件に比べて低くなる。</p> <p>泊 3 号炉においては、上記のとおり使用済燃料ピット水中のほう素を無視し、純水で満たされた状態（水密度 1.0g/cm<sup>3</sup>）で、最も反応度が高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定した実効増倍率は B-使用済燃料ピット（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）は約 0.970 であり、十分な未臨界性を確保できる設計としている。</p> <p>また、使用済燃料ピット内の水が沸騰状態となり水密度が低下した場合について、使用済燃料ピット内が純水の条件で未臨界性評価を実施した。</p> <p>その結果、純水冠水状態（水密度 1.0g/cm<sup>3</sup>）から水密度が低下し 0.5g/cm<sup>3</sup> となった場合、B-使用済燃料ピット（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）の実効増倍率は約 13% Δk 低下することから、十分に未臨界は維持される。</p>	①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計	約 6.6 時間	約 32.8 時間	約 1.6 日 (約 39.4 時間)	<p>評価結果の相違</p> <p>解析コードの相違              ・大阪はウラン燃料のみの無限体系に対し、泊はウランと MOX 同時貯蔵の有限体系での評価のため使用するコードが異なる</p> <p>記載内容の相違              ・泊は評価結果が厳しくなる B ピットのみを記載</p> <p>記載方針の相違</p>
①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計												
約 12 時間	約 2.1 日間	約 2.6 日間												
①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計												
約 6.6 時間	約 32.8 時間	約 1.6 日 (約 39.4 時間)												

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

7.3.1. 想定事故1 (添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について)

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2. 想定事故2 (使用済燃料ピット冷却系配管の破断)</p> <p>(1) 評価条件</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>冷却系配管の破断により、使用済燃料ピット水位は、配管の接続高さまで低下するものとする。</li> <li>ピットの冷却系及び補給系の故障を想定していることから、配管破断による水位低下以降の評価方法は想定事故1と同様である。</li> <li>遮蔽設計基準値に達するまでの水位低下量は <b>1.92m<sup>*</sup></b>。</li> </ul> <p>※ 配管の接続高さは、燃料集合体の上端より <b>6.30m</b> であり、必要遮蔽水厚 (<b>4.38m</b>) との差が <b>1.92m</b></p>  <p>(2) 計算方法</p> <p>水位低下量の計算方法は、水温 40℃の使用済燃料ピット水が 100℃に達するまでの時間と、沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間をそれぞれ算出し、合計する。</p> 	<p>2. 想定事故2 (使用済燃料ピット冷却系配管の破断)</p> <p>(1) 評価条件</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>冷却系配管の破断により、使用済燃料ピット水位は、配管の接続高さまで低下するものとする。</li> <li>ピットの冷却系及び補給系の故障を想定していることから、配管破断による水位低下以降の評価方法は想定事故1と同様である。</li> <li>遮蔽設計基準値に達するまでの水位低下量は、安全側に <b>2.0m<sup>*</sup></b> とする。</li> </ul> <p>※ 配管の接続高さは、燃料集合体の上端より約 <b>6.27m</b> であり、必要遮蔽水厚 (<b>4.25m</b>) との差が約 <b>2.02m</b> であるが、安全側に <b>2.0m</b> とする。</p>  <p>図5 使用済燃料ピット水位概略図</p> <p>(2) 計算方法</p> <p>水位低下量の計算方法は、水温 40℃の使用済燃料ピット水が 100℃に達するまでの時間と、沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間をそれぞれ算出し、合計する。</p>  <p>図6 使用済燃料ピット水位低下概要図</p>	<p>設備の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>遮蔽水厚に関しては、貯蔵燃料集合体数の違いによる</li> <li>「遮蔽設計基準値に達するまでの水位低下量」については、泊は遮蔽設計基準値となる水位より保守的に高い水位を設定している</li> </ul>

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																								
<p>① 冷却機能停止から沸騰までの時間</p> $\text{沸騰までの時間[h]} = \frac{A \text{ エリア水量[m}^3] \times \text{水密度[kg/m}^3] \times \text{エンタルピ差[kJ/kg]}}{A \text{ エリア熱負荷[MW]} \times 10^3 \times 3,600}$ <p>A エリア水量 : 1.737m<sup>3</sup>                  水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m<sup>3</sup>) (添付3)                  エンタルピ差 : 水温 100℃と水温 40℃における水のエンタルピ差 (251.6kJ/kg)                  A エリア熱負荷 : 10.598MW</p> <p>② 沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間</p> $\text{水位低下時間[h]} = \frac{\text{水位低下量[m}^3] \times \text{水密度[kg/m}^3] \times \text{飽和潜熱[kJ/kg]}}{(A \text{ エリア熱負荷[MW]} + B \text{ エリア熱負荷[MW]}) \times 10^3 \times 3,600}$ <p>水位低下量 : 638m<sup>3</sup>                  水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m<sup>3</sup>) (添付3)                  飽和潜熱 : 飽和蒸気エンタルピ[kJ/kg] - 飽和水エンタルピ[kJ/kg] (2,257kJ/kg)                  熱負荷 : 11.674MW                  (A エリア熱負荷 10.598MW + B エリア熱負荷 1.076MW)</p>	<p>① 冷却機能停止から沸騰までの時間</p> $\text{沸騰までの時間[h]} = \frac{B - \text{使用済燃料ピット水量[m}^3] \times \text{水密度[kg/m}^3] \times \text{エンタルピ差[kJ/kg]}}{B - \text{使用済燃料ピット熱負荷[MW]} \times 10^3 \times 3,600}$ <p>B - 使用済燃料ピット : 900m<sup>3</sup>                  水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m<sup>3</sup>) (添付4)                  エンタルピ差 : 水温 100℃と水温 40℃における水のエンタルピ差 (251.6kJ/kg)                  B - 使用済燃料ピット熱負荷 : 10.382MW</p> <p>② 沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間</p> $\text{水位低下時間[h]} = \frac{\text{水位低下量[m}^3] \times \text{水密度[kg/m}^3] \times \text{飽和潜熱[kJ/kg]}}{(A - \text{使用済燃料ピット熱負荷[MW]} + B - \text{使用済燃料ピット熱負荷[MW]}) \times 10^3 \times 3,600}$ <p>水位低下量 : 362m<sup>3</sup>                  水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m<sup>3</sup>) (添付4)                  飽和潜熱 : 飽和蒸気エンタルピ[kJ/kg] - 飽和水エンタルピ[kJ/kg] (2,257kJ/kg)                  熱負荷 : 11.508MW                  (A - 使用済燃料ピット熱負荷 1.126MW + B - 使用済燃料ピット熱負荷 10.382MW)</p>	<p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p>																																								
<p style="text-align: center;">水位低下量の内訳</p> <table border="1" data-bbox="324 991 824 1082"> <thead> <tr> <th>A エリア</th> <th>B エリア</th> <th>A,B エリア間</th> <th>原子炉補助建屋キャナル</th> <th>燃料検査ピット</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 337 m<sup>3</sup></td> <td>約 219 m<sup>3</sup></td> <td>約 3 m<sup>3</sup></td> <td>約 33 m<sup>3</sup></td> <td>約 46 m<sup>3</sup></td> <td>638m<sup>3</sup></td> </tr> </tbody> </table>	A エリア	B エリア	A,B エリア間	原子炉補助建屋キャナル	燃料検査ピット	合計	約 337 m <sup>3</sup>	約 219 m <sup>3</sup>	約 3 m <sup>3</sup>	約 33 m <sup>3</sup>	約 46 m <sup>3</sup>	638m <sup>3</sup>	<p style="text-align: center;">表5 水位低下時間評価結果</p> <table border="1" data-bbox="1111 895 1912 1326"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th>評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="6">① 2.0m分の評価水量 (m<sup>3</sup>)</td> <td>A-使用済燃料ピット</td> <td>約120m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>B-使用済燃料ピット</td> <td>約180m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>A, B-使用済燃料ピット間</td> <td>約3m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>燃料取替キャナル</td> <td>約23m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>燃料検査ピット</td> <td>約36m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>約362m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>② 崩壊熱による保有水蒸発水量</td> <td></td> <td>約19.16m<sup>3</sup>/h</td> </tr> <tr> <td>③ 2.0m水位低下時間 (①/②)</td> <td></td> <td>約18.8時間</td> </tr> <tr> <td>④ 水温100℃までの時間</td> <td></td> <td>約5.8時間</td> </tr> <tr> <td>合計 (③+④)</td> <td></td> <td>約1.0日 (約24.6時間)</td> </tr> </tbody> </table> <p>※使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値 (0.15mSv/h) 以下となるための許容水位低下量は約2.02mであり、評価に使用する水位低下量を保守的に2.0mとした。</p>			評価結果	① 2.0m分の評価水量 (m <sup>3</sup> )	A-使用済燃料ピット	約120m <sup>3</sup>	B-使用済燃料ピット	約180m <sup>3</sup>	A, B-使用済燃料ピット間	約3m <sup>3</sup>	燃料取替キャナル	約23m <sup>3</sup>	燃料検査ピット	約36m <sup>3</sup>	合計	約362m <sup>3</sup>	② 崩壊熱による保有水蒸発水量		約19.16m <sup>3</sup> /h	③ 2.0m水位低下時間 (①/②)		約18.8時間	④ 水温100℃までの時間		約5.8時間	合計 (③+④)		約1.0日 (約24.6時間)	<p>記載方針の相違</p>
A エリア	B エリア	A,B エリア間	原子炉補助建屋キャナル	燃料検査ピット	合計																																					
約 337 m <sup>3</sup>	約 219 m <sup>3</sup>	約 3 m <sup>3</sup>	約 33 m <sup>3</sup>	約 46 m <sup>3</sup>	638m <sup>3</sup>																																					
		評価結果																																								
① 2.0m分の評価水量 (m <sup>3</sup> )	A-使用済燃料ピット	約120m <sup>3</sup>																																								
	B-使用済燃料ピット	約180m <sup>3</sup>																																								
	A, B-使用済燃料ピット間	約3m <sup>3</sup>																																								
	燃料取替キャナル	約23m <sup>3</sup>																																								
	燃料検査ピット	約36m <sup>3</sup>																																								
	合計	約362m <sup>3</sup>																																								
② 崩壊熱による保有水蒸発水量		約19.16m <sup>3</sup> /h																																								
③ 2.0m水位低下時間 (①/②)		約18.8時間																																								
④ 水温100℃までの時間		約5.8時間																																								
合計 (③+④)		約1.0日 (約24.6時間)																																								

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由												
<p>(3) 評価結果</p> <table border="1" data-bbox="197 204 792 263"> <thead> <tr> <th>①水温 100℃までの時間</th> <th>②水位低下時間</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約11時間</td> <td>約1.3日間</td> <td>約1.8日間</td> </tr> </tbody> </table> <p>使用済燃料ピットは通常ほう酸水で満たされているが、未臨界性評価では、中性子吸収効果のある使用済燃料ピット水中のほう素を無視し、純水で満たされた状態で、最も反応度が高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定する。未臨界性評価には PHOENIX-P/HIDRA コードを用いており、不確定性0.020を考慮してもAエリア（使用済燃料ラック：ステンレス鋼製）の実効増倍率は約0.953、Bエリア（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）の実効増倍率は約0.970であり、ともに評価基準（不確定性を含めて0.98以下）を満足できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、水密度が高い冠水時に比べて実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。</p> <p>なお、使用済燃料ピット水中のほう素を考慮する場合、沸騰状態では水密度の低下に伴いほう素の密度も低下することから、ほう素による中性子吸収効果が減少して実効増倍率が増加する効果がある。ほう素濃度が高くなると、ほう素の密度低下により実効増倍率が増加する効果が、水密度の低下で中性子の減速が不足することにより実効増倍率が低下する効果を上回る場合があるが、その場合でも、実効増倍率は、純水条件に比べて低くなる。</p> <p>大阪3、4号炉においては、上記のとおり使用済燃料ピット水中のほう素を無視し、純水で満たされた状態（水密度 1.0g/cm<sup>3</sup>）で、最も反応度が高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定した実効増倍率はAエリア（使用済燃料ラック：ステンレス鋼製）は約0.953、Bエリア（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）は約0.970であり、十分な未臨界性を確保できる設計としている。</p> <p>また、使用済燃料ピット内の水が沸騰状態となり水密度が低下した場合について、使用済燃料ピット内が純水の条件で未臨界性評価を実施した。</p> <p>その結果、純水冠水状態（水密度 1.0g/cm<sup>3</sup>）から水密度が低下し 0.5g/cm<sup>3</sup>となった場合、Aエリア（使用済燃料ラック：ステンレス鋼製）の実効増倍率は約9%Δk 低下し、Bエリア（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）の実効増倍率は約13%Δk 低下することから、十分に未臨界は維持される。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計	約11時間	約1.3日間	約1.8日間	<p>(3) 評価結果</p> <p style="text-align: center;">表6 各状態での経過時間</p> <table border="1" data-bbox="1225 204 1821 288"> <thead> <tr> <th>①水温 100℃までの時間</th> <th>②水位低下時間</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約5.8時間</td> <td>約18.8時間</td> <td>約1.0日 (約24.6時間)</td> </tr> </tbody> </table> <p>使用済燃料ピットは通常ほう酸水で満たされているが、未臨界性評価では、中性子吸収効果のある使用済燃料ピット水中のほう素を無視し、純水で満たされた状態で、最も反応度が高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定する。未臨界性評価には SCALE コードを用いており、不確定性0.020を考慮してもB-使用済燃料ピット（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）の実効増倍率は約0.970であり、評価基準（不確定性を含めて0.98以下）を満足できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、水密度が高い冠水時に比べて実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。</p> <p>なお、使用済燃料ピット水中のほう素を考慮する場合、沸騰状態では水密度の低下に伴いほう素の密度も低下することから、ほう素による中性子吸収効果が減少して実効増倍率が増加する効果がある。ほう素濃度が高くなると、ほう素の密度低下により実効増倍率が増加する効果が、水密度の低下で中性子の減速が不足することにより実効増倍率が低下する効果を上回る場合があるが、その場合でも、実効増倍率は、純水条件に比べて低くなる。</p> <p>泊3号炉においては、上記のとおり使用済燃料ピット水中のほう素を無視し、純水で満たされた状態（水密度 1.0g/cm<sup>3</sup>）で、最も反応度が高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定した実効増倍率はB-使用済燃料ピット（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）は約0.970であり、十分な未臨界性を確保できる設計としている。</p> <p>また、使用済燃料ピット（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）内の水が沸騰状態となり水密度が低下した場合について、使用済燃料ピット内が純水の条件で未臨界性評価を実施した。</p> <p>その結果、純水冠水状態（水密度 1.0g/cm<sup>3</sup>）から水密度が低下し 0.5g/cm<sup>3</sup>となった場合、B-使用済燃料ピット（使用済燃料ラック：ボロン添加ステンレス鋼製）の実効増倍率は約13%Δk 低下することから、十分に未臨界は維持される。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計	約5.8時間	約18.8時間	約1.0日 (約24.6時間)	<p>評価結果の相違</p> <p>解析コードの相違              ・大阪はウラン燃料のみの無限体系に対し、泊はウランとMOX同時貯蔵の有限体系での評価のため使用するコードが異なる</p> <p>記載内容の相違              ・評価結果が厳しくなるB-使用済燃料ピットのみを記載</p> <p>記載方針の相違</p>
①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計												
約11時間	約1.3日間	約1.8日間												
①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計												
約5.8時間	約18.8時間	約1.0日 (約24.6時間)												

泊発電所 3号炉 有効性評価 比較表

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<p>添付 1：燃料取替スキーム</p> <p>添付 2：放射線の遮蔽が維持される水位について</p> <p>添付 3：100℃の水密度を用いて評価することの保守性について</p>	<p>添付 1：燃料取替スキーム</p> <p>添付 2：放射線の遮蔽が維持される水位について</p> <p>添付 3：使用済燃料ピットの水位低下時間評価</p> <p>添付 4：100℃の水密度を用いて評価することの保守性について</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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉			泊発電所3号炉			相違理由																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
添付1			添付1			設計の相違																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
燃料取替スキーム			燃料取替スキーム																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">取出燃料</th> <th colspan="3">大阪3(4)号炉からの発生分</th> <th colspan="3">大阪1,2号炉からの発生分</th> </tr> <tr> <th>冷却期間</th> <th>燃料数</th> <th>前燃熱(MW)</th> <th>冷却期間</th> <th>燃料数</th> <th>前燃熱(MW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>16サイクル冷却済燃料</td><td>16×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>8</td><td>0.006</td><td>14×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.062</td></tr> <tr><td>15サイクル冷却済燃料</td><td>15×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.053</td><td>13×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.053</td></tr> <tr><td>14サイクル冷却済燃料</td><td>14×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.056</td><td>12×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.056</td></tr> <tr><td>13サイクル冷却済燃料</td><td>13×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.056</td><td>11×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.057</td></tr> <tr><td>12サイクル冷却済燃料</td><td>12×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.058</td><td>10×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.058</td></tr> <tr><td>11サイクル冷却済燃料</td><td>11×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.059</td><td>9×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.060</td></tr> <tr><td>10サイクル冷却済燃料</td><td>10×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.062</td><td>8×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.063</td></tr> <tr><td>9サイクル冷却済燃料</td><td>9×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.064</td><td>7×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.066</td></tr> <tr><td>8サイクル冷却済燃料</td><td>8×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.067</td><td>6×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.070</td></tr> <tr><td>7サイクル冷却済燃料</td><td>7×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.072</td><td>5×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.076</td></tr> <tr><td>6サイクル冷却済燃料</td><td>6×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.078</td><td>4×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.083</td></tr> <tr><td>5サイクル冷却済燃料</td><td>5×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.088</td><td>3×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.096</td></tr> <tr><td>4サイクル冷却済燃料</td><td>4×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.106</td><td>2×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.120</td></tr> <tr><td>3サイクル冷却済燃料</td><td>3×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.140</td><td>1×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.177</td></tr> <tr><td>2サイクル冷却済燃料</td><td>2×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.216</td><td>21ヶ月</td><td>1/3炉心</td><td>0.284</td></tr> <tr><td>1サイクル冷却済燃料</td><td>1×(13ヶ月+30日)+8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>0.398</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>定機時取出燃料3</td><td>8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>3.144</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>定機時取出燃料2</td><td>8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>2.912</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>定機時取出燃料1</td><td>8.5日</td><td>1/3炉心</td><td>2.673</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>小計</td><td></td><td></td><td>10.304</td><td></td><td></td><td>1.370</td></tr> <tr><td>前燃熱合計(MW)</td><td></td><td></td><td>前燃熱11.674MW (燃料体数2,129体)</td><td></td><td></td><td></td></tr> </tbody> </table>			取出燃料	大阪3(4)号炉からの発生分			大阪1,2号炉からの発生分			冷却期間	燃料数	前燃熱(MW)	冷却期間	燃料数	前燃熱(MW)	16サイクル冷却済燃料	16×(13ヶ月+30日)+8.5日	8	0.006	14×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.062	15サイクル冷却済燃料	15×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.053	13×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.053	14サイクル冷却済燃料	14×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.056	12×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.056	13サイクル冷却済燃料	13×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.056	11×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.057	12サイクル冷却済燃料	12×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.058	10×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.058	11サイクル冷却済燃料	11×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.059	9×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.060	10サイクル冷却済燃料	10×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.062	8×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.063	9サイクル冷却済燃料	9×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.064	7×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.066	8サイクル冷却済燃料	8×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.067	6×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.070	7サイクル冷却済燃料	7×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.072	5×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.076	6サイクル冷却済燃料	6×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.078	4×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.083	5サイクル冷却済燃料	5×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.088	3×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.096	4サイクル冷却済燃料	4×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.106	2×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.120	3サイクル冷却済燃料	3×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.140	1×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.177	2サイクル冷却済燃料	2×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.216	21ヶ月	1/3炉心	0.284	1サイクル冷却済燃料	1×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.398				定機時取出燃料3	8.5日	1/3炉心	3.144				定機時取出燃料2	8.5日	1/3炉心	2.912				定機時取出燃料1	8.5日	1/3炉心	2.673				小計			10.304			1.370	前燃熱合計(MW)			前燃熱11.674MW (燃料体数2,129体)				<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">取出燃料</th> <th colspan="2">MOX燃料</th> <th colspan="2">ウラン燃料</th> <th rowspan="2">冷却期間</th> <th rowspan="2">前燃熱 (MW)</th> <th rowspan="2">取出燃料数</th> </tr> <tr> <th>前燃熱 (MW)</th> <th>燃料数</th> <th>前燃熱 (MW)</th> <th>燃料数</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>今回取出</td><td>16体</td><td>0.978</td><td>39体</td><td>1.712</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>今回取出</td><td>16体</td><td>1.110</td><td>39体</td><td>1.855</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>今回取出</td><td>8体</td><td>0.571</td><td>39体</td><td>1.988</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>1サイクル冷却済燃料</td><td>8体</td><td>0.176</td><td>39体</td><td>0.234</td><td>2年</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>2サイクル冷却済燃料</td><td>8体</td><td>0.088</td><td>39体</td><td>0.127</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>3サイクル冷却済燃料</td><td>8体</td><td>0.062</td><td>39体</td><td>0.094</td><td>(13ヶ月+30日)×1+2年</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>4サイクル冷却済燃料</td><td>8体</td><td>0.053</td><td>39体</td><td>0.064</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>5サイクル冷却済燃料</td><td>8体</td><td>0.049</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>6サイクル冷却済燃料</td><td>8体</td><td>0.047</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>7サイクル冷却済燃料</td><td>8体</td><td>0.045</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>...</td><td>...</td><td>...</td><td>...</td><td>...</td><td>...</td><td>...</td><td>...</td></tr> <tr><td>59サイクル冷却済燃料</td><td>8体</td><td>0.025</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>60サイクル冷却済燃料</td><td>8体</td><td>0.025</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>61サイクル冷却済燃料</td><td>8体</td><td>0.013</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>小計</td><td>1008体</td><td>5.029</td><td>273体</td><td>0.954</td><td>—</td><td>—</td><td>0.424</td></tr> <tr><td>合計</td><td>1,441体</td><td>—</td><td>11,508体</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr> </tbody> </table>			取出燃料	MOX燃料		ウラン燃料		冷却期間	前燃熱 (MW)	取出燃料数	前燃熱 (MW)	燃料数	前燃熱 (MW)	燃料数	今回取出	16体	0.978	39体	1.712	—	—	—	今回取出	16体	1.110	39体	1.855	—	—	—	今回取出	8体	0.571	39体	1.988	—	—	—	1サイクル冷却済燃料	8体	0.176	39体	0.234	2年	—	—	2サイクル冷却済燃料	8体	0.088	39体	0.127	—	—	—	3サイクル冷却済燃料	8体	0.062	39体	0.094	(13ヶ月+30日)×1+2年	—	—	4サイクル冷却済燃料	8体	0.053	39体	0.064	—	—	—	5サイクル冷却済燃料	8体	0.049	—	—	—	—	—	6サイクル冷却済燃料	8体	0.047	—	—	—	—	—	7サイクル冷却済燃料	8体	0.045	—	—	—	—	—	...	...	...	...	...	...	...	...	59サイクル冷却済燃料	8体	0.025	—	—	—	—	—	60サイクル冷却済燃料	8体	0.025	—	—	—	—	—	61サイクル冷却済燃料	8体	0.013	—	—	—	—	—	小計	1008体	5.029	273体	0.954	—	—	0.424	合計	1,441体	—	11,508体	—	—	—	—	<p>表1：燃料取替スキーム                  使用済燃料ピットに貯蔵する使用済燃料の熱負荷（停止時）</p> <p>※1：2号炉MOX燃料8体、3号炉MOX燃料8体                  ※2：泊発電所3号機使用済燃料ピットの燃料保管容量は1440体</p>
取出燃料	大阪3(4)号炉からの発生分			大阪1,2号炉からの発生分																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
	冷却期間	燃料数	前燃熱(MW)	冷却期間	燃料数	前燃熱(MW)																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
16サイクル冷却済燃料	16×(13ヶ月+30日)+8.5日	8	0.006	14×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.062																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
15サイクル冷却済燃料	15×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.053	13×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.053																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
14サイクル冷却済燃料	14×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.056	12×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.056																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
13サイクル冷却済燃料	13×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.056	11×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.057																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
12サイクル冷却済燃料	12×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.058	10×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.058																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
11サイクル冷却済燃料	11×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.059	9×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.060																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
10サイクル冷却済燃料	10×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.062	8×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.063																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
9サイクル冷却済燃料	9×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.064	7×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.066																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
8サイクル冷却済燃料	8×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.067	6×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.070																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
7サイクル冷却済燃料	7×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.072	5×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.076																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
6サイクル冷却済燃料	6×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.078	4×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.083																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
5サイクル冷却済燃料	5×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.088	3×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.096																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
4サイクル冷却済燃料	4×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.106	2×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.120																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
3サイクル冷却済燃料	3×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.140	1×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	0.177																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
2サイクル冷却済燃料	2×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.216	21ヶ月	1/3炉心	0.284																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
1サイクル冷却済燃料	1×(13ヶ月+30日)+8.5日	1/3炉心	0.398																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
定機時取出燃料3	8.5日	1/3炉心	3.144																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
定機時取出燃料2	8.5日	1/3炉心	2.912																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
定機時取出燃料1	8.5日	1/3炉心	2.673																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
小計			10.304			1.370																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
前燃熱合計(MW)			前燃熱11.674MW (燃料体数2,129体)																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
取出燃料	MOX燃料		ウラン燃料		冷却期間	前燃熱 (MW)	取出燃料数																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
	前燃熱 (MW)	燃料数	前燃熱 (MW)	燃料数																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
今回取出	16体	0.978	39体	1.712	—	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
今回取出	16体	1.110	39体	1.855	—	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
今回取出	8体	0.571	39体	1.988	—	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
1サイクル冷却済燃料	8体	0.176	39体	0.234	2年	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
2サイクル冷却済燃料	8体	0.088	39体	0.127	—	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
3サイクル冷却済燃料	8体	0.062	39体	0.094	(13ヶ月+30日)×1+2年	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
4サイクル冷却済燃料	8体	0.053	39体	0.064	—	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
5サイクル冷却済燃料	8体	0.049	—	—	—	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
6サイクル冷却済燃料	8体	0.047	—	—	—	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
7サイクル冷却済燃料	8体	0.045	—	—	—	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
...	...	...	...	...	...	...	...																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
59サイクル冷却済燃料	8体	0.025	—	—	—	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
60サイクル冷却済燃料	8体	0.025	—	—	—	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
61サイクル冷却済燃料	8体	0.013	—	—	—	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
小計	1008体	5.029	273体	0.954	—	—	0.424																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
合計	1,441体	—	11,508体	—	—	—	—																																																																																																																																																																																																																																																																																																											

※1：前燃熱の合計は、四捨五入の関係で各々の発生熱量の合計とはならない場合がある。  
 ※2：3(4)号炉の使用済燃料ピットは1, 2号炉と共用であり、前燃熱が高めとなるように1, 2号炉から運搬された使用済燃料から発生する前燃熱を想定  
 注1：大阪1～4号炉52, 000t以上の燃料使用等に伴う原子炉設置変更許可申請（平成14年8月申請）安全審査における使用済燃料ピット冷却設備の評価条件  
 注2：大阪3/4号炉の使用済燃料ピットの燃料保管容量は2, 129体

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

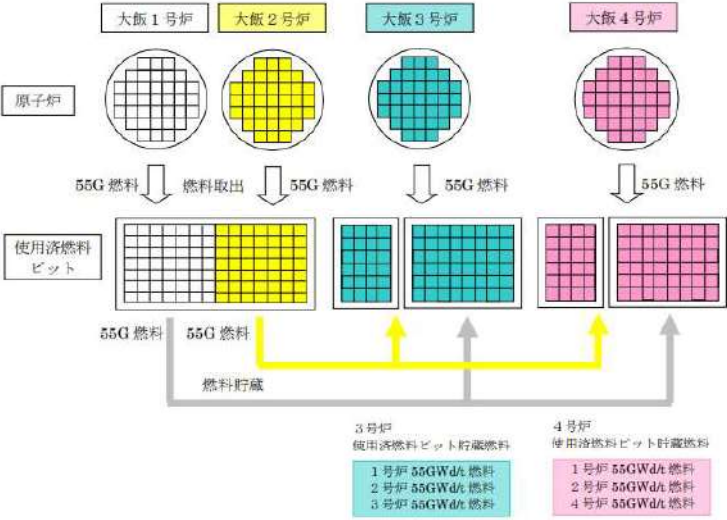
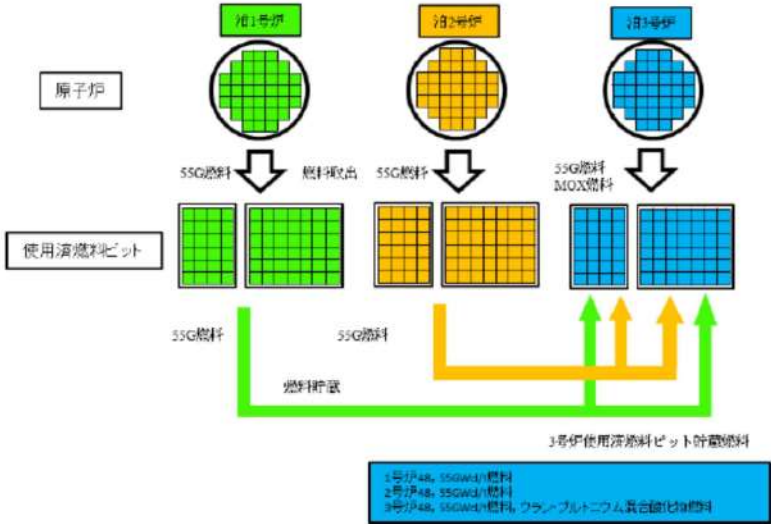
7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>○ 崩壊熱による保有水蒸散量</p> <p>(1) 評価方法</p> $\text{崩壊熱による保有水蒸散量}[\text{m}^3/\text{h}] = \frac{(\text{Aエリア熱負荷}[\text{MW}] + \text{Bエリア熱負荷}[\text{MW}]) \times 10^3 \times 3,600}{\text{水密度}[\text{kg}/\text{m}^3] \times \text{飽和潜熱}[\text{kJ}/\text{kg}]}$ <p>水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m<sup>3</sup>)                  飽和潜熱 : 飽和蒸気エンタルピ[kJ/kg] - 飽和水エンタルピ[kJ/kg]                  (2,257kJ/kg)                  熱負荷 : 11.674MW                  (A エリア熱負荷 10.598MW + B エリア熱負荷 1.076MW)</p> <p>(2) 評価結果</p> <p>崩壊熱による保有水蒸散量 = 19.44m<sup>3</sup>/h</p>	<p>○ 崩壊熱による保有水蒸発量</p> <p>(1) 評価方法</p> <p>崩壊熱による使用済燃料ピット水の保有水蒸発量は、使用済燃料ピット保管燃料の崩壊熱Qによる保有水の蒸発水量<math>\Delta V / \Delta t</math> [m<sup>3</sup>/h]として、以下の式で計算した。</p> $\Delta V / \Delta t [\text{m}^3/\text{h}] = Q [\text{MW}] \times 10^3 \times 3,600 / (\rho [\text{kg}/\text{m}^3] \times \text{hfg} [\text{kJ}/\text{kg}])^{*1}$ <p><math>\rho</math> (飽和水密度) : 958kg/m<sup>3</sup>*2                  hfg (飽和水蒸発潜熱) : 2,256.5kJ/kg*3                  Q (使用済燃料ピット崩壊熱) : 11.508MW*4</p> <p>*1 : (<math>\rho \times \Delta V</math>) [kg]の飽和水が蒸気になるための熱量はhfg<math>\times</math> (<math>\rho \times \Delta V</math>) [kJ]で、使用済燃料の<math>\Delta t</math>時間あたりの崩壊熱量Q<math>\Delta t</math>に等しい。                  なお、保有水は保守的に大気圧下での飽和水(100℃)として評価している。                  *2 : 物性値の出典 国立天文台編 2011年「理科年表」                  *3 : 1999 日本機械学会蒸気表                  *4 : 燃料取出スキーム参照</p> <p>(2) 評価結果</p> <p>崩壊熱による保有水蒸発量は約 19.16m<sup>3</sup>/hとなる。</p>	<p>記載表現の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>評価結果の相違                  ・崩壊熱及び飽和水蒸発潜熱の値の扱いにより異なる</p>



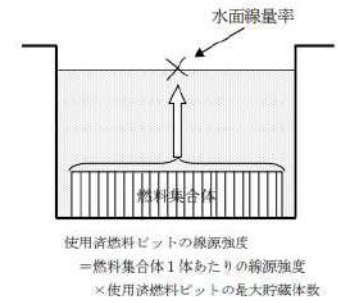
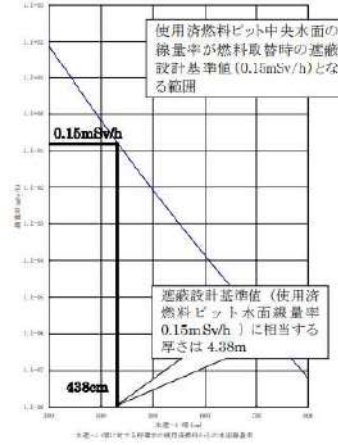
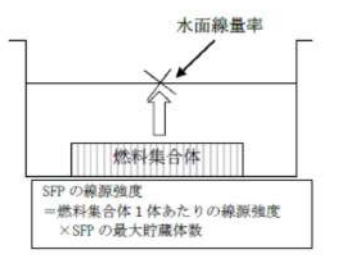
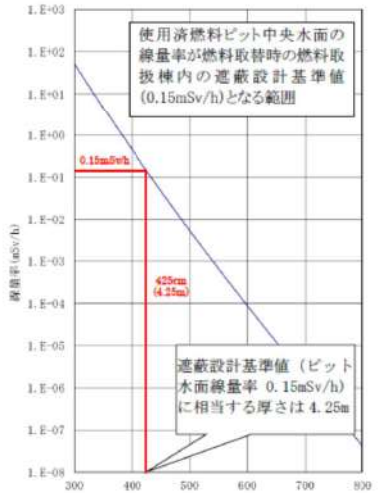
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>○ 使用済燃料ピットにおける貯蔵燃料について</p> <p>大阪3号炉の使用済燃料ピットは、大阪1、2、3号炉で発生した使用済燃料を、大阪4号炉の使用済燃料ピットは、大阪1、2、4号炉で発生した使用済燃料を貯蔵可能としている。（下图は崩壊熱算定上の燃料移動を示す。）</p> 	<p>○ 使用済燃料ピットにおける貯蔵燃料について</p> <p>泊3号炉の使用済燃料ピットは、泊1、2号炉で発生した使用済燃料を貯蔵可能としている。（下图は崩壊熱算定上の燃料移動を示す。）</p>  <p>図1 燃料貯蔵概要図</p>	<p>設計の相違</p>

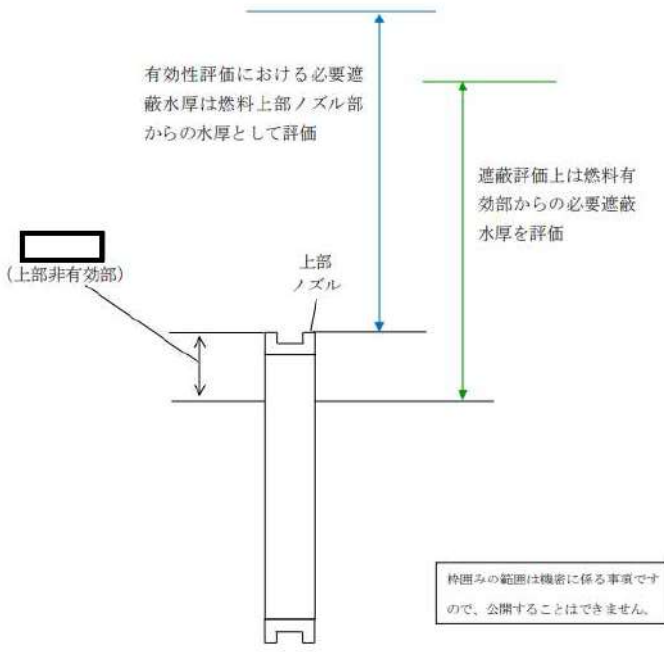
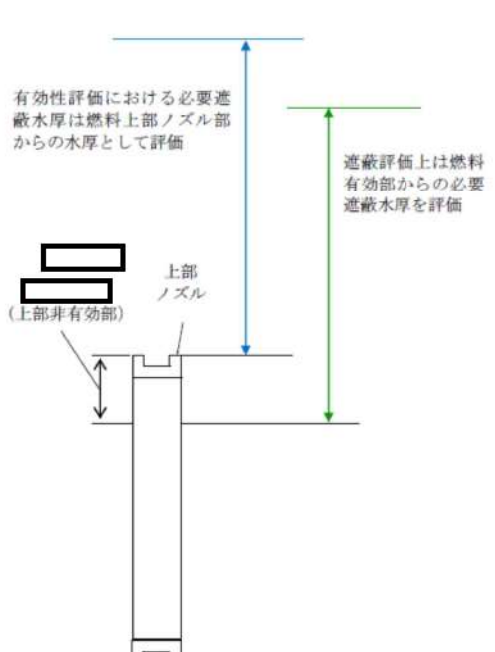
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1 (添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について)

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付2</p> <p style="text-align: center;">放射線の遮蔽が維持される水位について</p> <p>1. 使用済燃料の線源強度                  使用済燃料の線源強度は、工事計画認可申請書の生体遮蔽装置用の計算に用いている原子炉停止後100時間の線源強度を使用しており、使用済燃料ピットに貯蔵されているすべての燃料集合体に対して適用している。これは、発電所にて使用されている燃料について、ORIGEN2コードを用いて計算した結果を包含する保守的な値であることを確認している。</p> <p>2. 水面線量率                  線量率は、点減衰核積分コードであるSPAN-SLABコードを用いて計算している。計算式は以下のとおりである。</p> $D(E) = \int_V K(E) \frac{S(E)}{4\pi r^2} B(E) \cdot e^{-b} dV$ <p>ここで、                  D(E)：線量率 (mSv/h)                  S(E)：線源強度 (MeV/(cm<sup>3</sup>/s))                  K(E)：線量率の換算係数 ((mSv/h)/(MeV/(cm<sup>2</sup>/s)))                  B(E)：ビルドアップファクタ  <math>B(E) = A \cdot e^{-(\alpha_1 \cdot b)} + (1-A) \cdot e^{-(\alpha_2 \cdot b)}</math>                  A、α<sub>1</sub>、α<sub>2</sub>は定数                  r：線源から計算点までの距離 (cm)                  V：線源体積 (cm<sup>3</sup>)                  b：減衰距離  <math>b = \sum \mu_i \cdot t_i</math>                  μ<sub>i</sub>：物質iの線減衰係数 (cm<sup>-1</sup>)  <math>\mu_i = (\mu/\rho)_i \times \rho_i</math>                  (μ/ρ)<sub>i</sub>：物質iの質量減衰係数 (cm<sup>2</sup>/g)                  ρ<sub>i</sub>：物質iの密度 (g/cm<sup>3</sup>)                  t<sub>i</sub>：物質iの透過距離 (cm)</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので、公開することはできません。</p> </div>   <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>赤水温52℃、燃料有効部からの評価値。                  100℃の水を考慮した場合、必要水深は約10cm増加するが、本評価では燃料有効部から[ ]余裕を見込んだ燃料上部ノズル部からの必要水深として評価していること、上部ノズル・プレナム等の遮蔽を考慮していないことから、評価上の余裕に包含される。</p> </div>	<p style="text-align: center;">添付2</p> <p style="text-align: center;">放射線の遮蔽が維持される水位について</p> <p>1. 使用済燃料の線源強度                  使用済燃料の線源強度は、工事計画認可申請書の生体遮蔽装置用の計算に用いている原子炉停止後100時間の線源強度を使用しており、使用済燃料ピットに貯蔵されているすべての燃料集合体に対して適用している。これは、泊発電所にて使用されている燃料について、ORIGEN2コードを用いて計算した結果を包含する保守的な値であることを確認している。</p> <p>2. 水面線量率                  線量率は、点減衰核積分コードであるSPAN-SLABコードを用いて計算している。計算式は以下のとおりである。</p> $D(E) = \int_V K(E) \frac{S(E)}{4\pi r^2} B(E) \cdot e^{-b} dV$ <p>ここで、                  D(E)：線量率 (mSv/h)                  S(E)：線源強度 (MeV/cm<sup>3</sup>/s)                  K(E)：線量率の換算係数 ((mSv/h)/(MeV/cm<sup>2</sup>/s))                  B(E)：ビルドアップファクタ  <math>B(E) = A \cdot e^{-(\alpha_1 \cdot b)} + (1-A) \cdot e^{-(\alpha_2 \cdot b)}</math>                  A、α<sub>1</sub>、α<sub>2</sub>は定数                  r：線源から計算点までの距離 (cm)                  V：線源体積 (cm<sup>3</sup>)                  b：減衰距離  <math>b = \sum \mu_i \cdot t_i</math>                  μ<sub>i</sub>：物質iの線減衰係数 (cm<sup>-1</sup>)  <math>\mu_i = (\mu/\rho)_i \times \rho_i</math>                  (μ/ρ)<sub>i</sub>：物質iの質量減衰係数 (cm<sup>2</sup>/g)                  ρ<sub>i</sub>：物質iの密度 (g/cm<sup>3</sup>)                  t<sub>i</sub>：物質iの透過距離 (cm)</p>  <p style="text-align: center;">図1 使用済燃料ピットの線源強度概要</p>  <p style="text-align: center;">図2 水遮蔽厚に対する貯蔵中の使用済燃料からの水面線量率</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>赤水温52℃、燃料有効部からの評価値                  100℃の水を考慮した場合、必要水深は約10cm増加するが、本評価では燃料有効部から[ ]余裕を見込んだ燃料上部ノズル部からの必要水深として評価していること、上部ノズル・プレナム等の遮蔽を考慮していないことから、評価上の余裕に包含される。</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px; text-align: center;"> <p>[ ] 枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。</p> </div>	

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p data-bbox="465 204 725 228">必要遮蔽水厚の設定について</p> <p data-bbox="145 272 1043 330">前頁のグラフは水温 52℃、燃料有効部からの評価値であるが、仮に 100℃の水を想定した場合、必要遮蔽水厚は約 10cm 増加する。</p> <p data-bbox="145 341 1043 434">しかし、水の密度は温度上昇により低下（水 52℃：0.987g/cm<sup>3</sup>、水 100℃：0.958g/cm<sup>3</sup>）し体積は増加するため、52℃の使用済燃料ピット水が 100℃となった場合は使用済燃料ピット水位は約 21cm 増加する。よって、必要遮蔽水厚の増加分（約 10cm）は、温度上昇に伴う水位増加分に包含される。</p> <p data-bbox="145 443 1043 536">なお、下図に示すとおり、有効性評価における必要遮蔽水厚は燃料上部ノズル上端からの水厚としている。遮蔽評価上は燃料有効部からの必要遮蔽水厚を評価するため、上部ノズル上端から燃料有効部までの上部非有効部 [ ] が余裕となる。</p>  <p data-bbox="347 1289 683 1313">燃料集合体及び必要遮蔽水厚の寸法概略図</p>	<p data-bbox="1377 204 1637 228">必要遮蔽水厚の設定について</p> <p data-bbox="1061 272 1960 330">前項のグラフは水温 52℃、燃料有効部からの評価値であるが、仮に 100℃の水を想定した場合、必要遮蔽水厚は約 11cm 増加する。</p> <p data-bbox="1061 341 1960 434">しかし、水の密度は温度上昇により低下（水 52℃：0.987g/cm<sup>3</sup>、水 100℃：0.958g/cm<sup>3</sup>）し体積は増加するため、52℃の使用済燃料ピット水が 100℃となった場合は使用済燃料ピット水位は約 30cm 増加する。よって、必要遮蔽水厚の増加分（11cm）は、温度上昇に伴う水位増加分に包含される。</p> <p data-bbox="1061 443 1960 536">なお、下図に示すとおり、有効性評価における必要遮蔽水厚は燃料上部ノズル上端からの水厚としている。遮蔽評価上は燃料有効部からの必要遮蔽水厚を評価するため、上部ノズル上端から燃料有効部までの上部非有効部は [ ] が余裕となる。</p>  <p data-bbox="1243 1316 1646 1340">図3 燃料集合体および必要遮蔽水厚の寸法概略図</p> <p data-bbox="1332 1388 1915 1412">[ ] 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>	<p data-bbox="1971 308 2072 331">設計の相違</p>

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																
	<p style="text-align: right;">添付 3</p> <p style="text-align: center;">使用済燃料ピットの水位低下時間の詳細評価について</p> <p>泊3号炉の使用済燃料ピット水位がNWL-3.3mに低下するまでの時間は、①水が沸騰するまでの時間と、②水の蒸発時間の合計であり、以下の式で計算する。</p> $\text{①又は②の時間[h]} = \frac{\text{水量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{エンタルピー差[kJ/kg]}}{\text{崩壊熱[MW]} \times 1000 \times 3600}$ <p>①又は②の時間は下記の条件で評価する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>①の時間評価は、A-使用済燃料ピット、B-使用済燃料ピット、さらに燃料取替キャナル及び燃料検査ピット相互の保有水の混合は考慮しない。したがって、沸騰までの評価結果が厳しくなるように、片側のピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した状態を想定する。その際、実運用を考慮し、原子炉に近いB-使用済燃料ピット側に崩壊熱の高い燃料体等を選択的に貯蔵した状態を想定する。</li> <li>②の時間評価は、以下の②-1と②-2の合計の時間を想定する。             <ul style="list-style-type: none"> <li>②-1：B-使用済燃料ピットが蒸発により水位がNWL-3.3mまで低下する時間</li> <li>②-2：B-使用済燃料ピットとつながる他ピットから水が流れ込み、温度が上昇・沸騰して蒸発により水位がNWL-3.3mまで低下する時間。なお、他ピットから流れ込む水の水温は、B-使用済燃料ピットが沸騰するまでの時間に、もう一方のピットに貯蔵される燃料の崩壊熱による水温上昇を考慮して設定する。</li> </ul> </li> </ul> <p>(1) ①の時間評価について</p> <p style="text-align: center;">表1 評価条件</p> <table border="1" data-bbox="1160 1018 1877 1204"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th>A-使用済燃料ピット</th> <th>B-使用済燃料ピット</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">水量</td> <td>想定事故1</td> <td>720m<sup>3</sup> (図1の領域1-1、1-2、1-3の合計)</td> <td>1030m<sup>3</sup> (図1の領域3-1、3-2、3-3の合計)</td> </tr> <tr> <td>想定事故2</td> <td>630m<sup>3</sup> (図2の領域1-1、1-2、1-3の合計)</td> <td>900m<sup>3</sup> (図2の領域3-1、3-2、3-3の合計)</td> </tr> <tr> <td colspan="2">水密度(100℃)</td> <td colspan="2">958kg/m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td colspan="2">エンタルピー差</td> <td colspan="2">251.6kJ/kg<sup>※1</sup></td> </tr> <tr> <td colspan="2">崩壊熱</td> <td>1.126MW<sup>※2</sup></td> <td>10.382MW<sup>※2</sup></td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：100℃の飽和水エンタルピーと40℃の飽和水エンタルピーの差                  ※2：B-使用済燃料ピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した場合の崩壊熱</p> <p style="text-align: center;">表2 評価結果</p> <table border="1" data-bbox="1317 1326 1742 1441"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th>B-使用済燃料ピット</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>想定事故1</td> <td></td> <td>約6.6時間</td> </tr> <tr> <td>想定事故2</td> <td></td> <td>約5.8時間</td> </tr> </tbody> </table>			A-使用済燃料ピット	B-使用済燃料ピット	水量	想定事故1	720m <sup>3</sup> (図1の領域1-1、1-2、1-3の合計)	1030m <sup>3</sup> (図1の領域3-1、3-2、3-3の合計)	想定事故2	630m <sup>3</sup> (図2の領域1-1、1-2、1-3の合計)	900m <sup>3</sup> (図2の領域3-1、3-2、3-3の合計)	水密度(100℃)		958kg/m <sup>3</sup>		エンタルピー差		251.6kJ/kg <sup>※1</sup>		崩壊熱		1.126MW <sup>※2</sup>	10.382MW <sup>※2</sup>			B-使用済燃料ピット	想定事故1		約6.6時間	想定事故2		約5.8時間	<p>記載内容の相違</p>
		A-使用済燃料ピット	B-使用済燃料ピット																															
水量	想定事故1	720m <sup>3</sup> (図1の領域1-1、1-2、1-3の合計)	1030m <sup>3</sup> (図1の領域3-1、3-2、3-3の合計)																															
	想定事故2	630m <sup>3</sup> (図2の領域1-1、1-2、1-3の合計)	900m <sup>3</sup> (図2の領域3-1、3-2、3-3の合計)																															
水密度(100℃)		958kg/m <sup>3</sup>																																
エンタルピー差		251.6kJ/kg <sup>※1</sup>																																
崩壊熱		1.126MW <sup>※2</sup>	10.382MW <sup>※2</sup>																															
		B-使用済燃料ピット																																
想定事故1		約6.6時間																																
想定事故2		約5.8時間																																

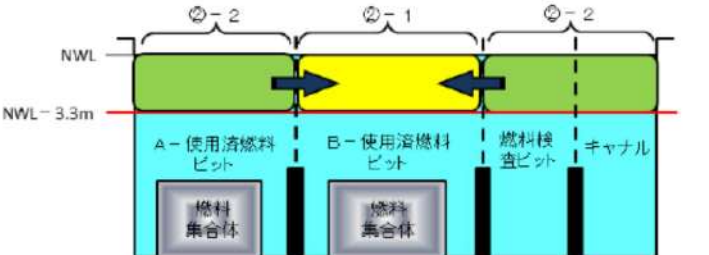
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																							
	<p>(2) ②-1、②-2の時間評価について</p> <p style="text-align: center;">表3 評価条件</p> <table border="1" data-bbox="1182 284 1839 502"> <thead> <tr> <th></th> <th>②-1 (B-使用済燃料ピット)</th> <th>②-2 (他ピット)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>水量</td> <td>310m<sup>3</sup> (図1の領域3-1)</td> <td>320m<sup>3</sup> (図1の領域1-1, 2-1, 4-1, 5-1の合計)</td> </tr> <tr> <td>水量</td> <td>180m<sup>3</sup> (図2の領域3-1)</td> <td>182m<sup>3</sup> (図2の領域1-1, 2-1, 4-1, 5-1の合計)</td> </tr> <tr> <td>水密度 (100℃)</td> <td colspan="2">958kg/m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>エンタルピー差</td> <td>2256.5kJ/kg<sup>※4</sup></td> <td>(100℃到達まで) 209.8kJ/kg<sup>※5</sup> (100℃～蒸発まで) 2256.5kJ/kg<sup>※4</sup></td> </tr> <tr> <td>崩壊熱</td> <td colspan="2">11.508MW<sup>※6</sup></td> </tr> </tbody> </table> <p>※4：100℃の飽和蒸気エンタルピーと100℃の飽和水エンタルピーの差 (B-使用済燃料ピット水)                  ※5：100℃の飽和水エンタルピーと50℃ (注1参照) の飽和水エンタルピーの差 (他ピット水)                  ※6：A、B-使用済燃料ピット合計の崩壊熱</p> <p>注1：B-使用済燃料ピットに流れ込む他ピット水の水温について                  (1) のB-使用済燃料ピット 100℃到達時間におけるA-使用済燃料ピット水の水温は、この場合のA-使用済燃料ピットの崩壊熱 11.508MW-10.382MW=1.126MW およびA-使用済燃料ピット水量より、以下に示すとおり想定事故1および想定事故2共に約49℃となる。</p> <p style="text-align: center;">表4 想定事故1、2における各値</p> <table border="1" data-bbox="1243 715 1776 821"> <thead> <tr> <th></th> <th>想定事故1</th> <th>想定事故2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>B-使用済燃料ピット100℃到達時間</td> <td>約6.6時間</td> <td>約5.8時間</td> </tr> <tr> <td>A-使用済燃料ピット水量</td> <td>720m<sup>3</sup></td> <td>630m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>崩壊熱</td> <td colspan="2">1.126MW</td> </tr> <tr> <td>水密度 (100℃)</td> <td colspan="2">958kg/m<sup>3</sup></td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" data-bbox="1243 866 1776 954"> <thead> <tr> <th>エンタルピー差</th> <td>約38.8 kJ/kg</td> <td>約39.0 kJ/kg</td> </tr> <tr> <th>B-使用済燃料ピット100℃到達時のA-使用済燃料ピット水温</th> <td>約49℃</td> <td>約49℃</td> </tr> </thead> </table> <p>よって、(2)の蒸発時間評価において他ピットから流れ込む水の水温は、約49℃に余裕をみて評価上50℃と設定した。</p>		②-1 (B-使用済燃料ピット)	②-2 (他ピット)	水量	310m <sup>3</sup> (図1の領域3-1)	320m <sup>3</sup> (図1の領域1-1, 2-1, 4-1, 5-1の合計)	水量	180m <sup>3</sup> (図2の領域3-1)	182m <sup>3</sup> (図2の領域1-1, 2-1, 4-1, 5-1の合計)	水密度 (100℃)	958kg/m <sup>3</sup>		エンタルピー差	2256.5kJ/kg <sup>※4</sup>	(100℃到達まで) 209.8kJ/kg <sup>※5</sup> (100℃～蒸発まで) 2256.5kJ/kg <sup>※4</sup>	崩壊熱	11.508MW <sup>※6</sup>			想定事故1	想定事故2	B-使用済燃料ピット100℃到達時間	約6.6時間	約5.8時間	A-使用済燃料ピット水量	720m <sup>3</sup>	630m <sup>3</sup>	崩壊熱	1.126MW		水密度 (100℃)	958kg/m <sup>3</sup>		エンタルピー差	約38.8 kJ/kg	約39.0 kJ/kg	B-使用済燃料ピット100℃到達時のA-使用済燃料ピット水温	約49℃	約49℃	
	②-1 (B-使用済燃料ピット)	②-2 (他ピット)																																							
水量	310m <sup>3</sup> (図1の領域3-1)	320m <sup>3</sup> (図1の領域1-1, 2-1, 4-1, 5-1の合計)																																							
水量	180m <sup>3</sup> (図2の領域3-1)	182m <sup>3</sup> (図2の領域1-1, 2-1, 4-1, 5-1の合計)																																							
水密度 (100℃)	958kg/m <sup>3</sup>																																								
エンタルピー差	2256.5kJ/kg <sup>※4</sup>	(100℃到達まで) 209.8kJ/kg <sup>※5</sup> (100℃～蒸発まで) 2256.5kJ/kg <sup>※4</sup>																																							
崩壊熱	11.508MW <sup>※6</sup>																																								
	想定事故1	想定事故2																																							
B-使用済燃料ピット100℃到達時間	約6.6時間	約5.8時間																																							
A-使用済燃料ピット水量	720m <sup>3</sup>	630m <sup>3</sup>																																							
崩壊熱	1.126MW																																								
水密度 (100℃)	958kg/m <sup>3</sup>																																								
エンタルピー差	約38.8 kJ/kg	約39.0 kJ/kg																																							
B-使用済燃料ピット100℃到達時のA-使用済燃料ピット水温	約49℃	約49℃																																							

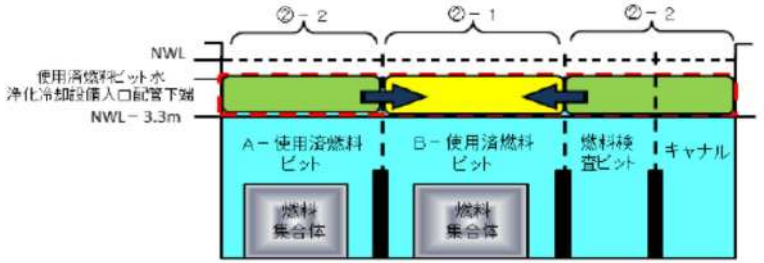
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1 (添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について)

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																												
	<p><b>【想定事故1】</b></p> <p>表5 ②-1 水位低下時間（B-使用済燃料ピット）</p> <table border="1" data-bbox="1115 231 1915 411"> <thead> <tr> <th></th> <th>評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①3.3m分の評価水量（B-使用済燃料ピット）</td> <td>約 310m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>②崩壊熱による蒸発水量</td> <td>約 19.16m<sup>3</sup>/h</td> </tr> <tr> <td>③3.3m 水位低下時間（①/②）</td> <td>約 16.1 時間</td> </tr> </tbody> </table> <p>表6 ②-2 水位低下時間（他ピット）</p> <table border="1" data-bbox="1115 462 1915 922"> <thead> <tr> <th></th> <th>評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>④3.3m分の評価水量（他ピット）</td> <td>約 320m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>    A-使用済燃料ピット</td> <td>約 210m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>    A、B-使用済燃料ピット間</td> <td>約 5m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>    燃料取替チャンネル</td> <td>約 45m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>    燃料検査ピット</td> <td>約 60m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>⑤評価水量が100℃に達する時間</td> <td>約 1.5 時間</td> </tr> <tr> <td>⑥崩壊熱による蒸発水量</td> <td>約 19.16m<sup>3</sup>/h</td> </tr> <tr> <td>⑦3.3m 水位低下時間（④/⑥）</td> <td>約 16.6 時間</td> </tr> <tr> <td>⑧合計（⑤+⑦）</td> <td>約 18.1 時間</td> </tr> </tbody> </table>  <p>②-1：B-使用済燃料の水の蒸発          ②-2：他ピットから流れ込む水の蒸発</p> <p>図1 使用済燃料ピット水位低下モデル概要</p>		評価結果	①3.3m分の評価水量（B-使用済燃料ピット）	約 310m <sup>3</sup>	②崩壊熱による蒸発水量	約 19.16m <sup>3</sup> /h	③3.3m 水位低下時間（①/②）	約 16.1 時間		評価結果	④3.3m分の評価水量（他ピット）	約 320m <sup>3</sup>	A-使用済燃料ピット	約 210m <sup>3</sup>	A、B-使用済燃料ピット間	約 5m <sup>3</sup>	燃料取替チャンネル	約 45m <sup>3</sup>	燃料検査ピット	約 60m <sup>3</sup>	⑤評価水量が100℃に達する時間	約 1.5 時間	⑥崩壊熱による蒸発水量	約 19.16m <sup>3</sup> /h	⑦3.3m 水位低下時間（④/⑥）	約 16.6 時間	⑧合計（⑤+⑦）	約 18.1 時間	
	評価結果																													
①3.3m分の評価水量（B-使用済燃料ピット）	約 310m <sup>3</sup>																													
②崩壊熱による蒸発水量	約 19.16m <sup>3</sup> /h																													
③3.3m 水位低下時間（①/②）	約 16.1 時間																													
	評価結果																													
④3.3m分の評価水量（他ピット）	約 320m <sup>3</sup>																													
A-使用済燃料ピット	約 210m <sup>3</sup>																													
A、B-使用済燃料ピット間	約 5m <sup>3</sup>																													
燃料取替チャンネル	約 45m <sup>3</sup>																													
燃料検査ピット	約 60m <sup>3</sup>																													
⑤評価水量が100℃に達する時間	約 1.5 時間																													
⑥崩壊熱による蒸発水量	約 19.16m <sup>3</sup> /h																													
⑦3.3m 水位低下時間（④/⑥）	約 16.6 時間																													
⑧合計（⑤+⑦）	約 18.1 時間																													

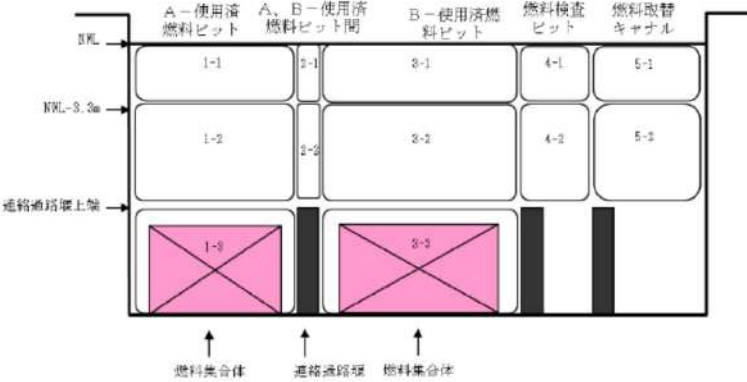
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																												
	<p>【想定事故2】</p> <p>表7 ②-1 水位低下時間（B-使用済燃料ピット）</p> <table border="1" data-bbox="1108 231 1915 406"> <thead> <tr> <th></th> <th>評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①2.0m分の評価水量（B-使用済燃料ピット）</td> <td>約180m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>②崩壊熱による蒸発水量</td> <td>約19.16m<sup>3</sup>/h</td> </tr> <tr> <td>③2.0m水位低下時間（①/②）</td> <td>約9.3時間</td> </tr> </tbody> </table> <p>表8 ②-2 水位低下時間（他ピット）</p> <table border="1" data-bbox="1108 470 1915 933"> <thead> <tr> <th></th> <th>評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>④2.0m分の評価水量（他ピット）</td> <td>約182m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>A-使用済燃料ピット</td> <td>約120m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>A、B-使用済燃料ピット間</td> <td>約3m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>燃料取替チャンネル</td> <td>約23m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>燃料検査ピット</td> <td>約36m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>⑤評価水量が100℃に達する時間</td> <td>約0.8時間</td> </tr> <tr> <td>⑥崩壊熱による蒸発水量</td> <td>約19.16m<sup>3</sup>/h</td> </tr> <tr> <td>⑦2.0m水位低下時間（④/⑥）</td> <td>約9.4時間</td> </tr> <tr> <td>⑧合計（⑤+⑦）</td> <td>約10.2時間</td> </tr> </tbody> </table>  <p>②-1：B-使用済燃料の水の蒸発          ②-2：他ピットから流れ込む水の蒸発</p> <p>図2 使用済燃料ピット水位低下モデル概要</p>		評価結果	①2.0m分の評価水量（B-使用済燃料ピット）	約180m <sup>3</sup>	②崩壊熱による蒸発水量	約19.16m <sup>3</sup> /h	③2.0m水位低下時間（①/②）	約9.3時間		評価結果	④2.0m分の評価水量（他ピット）	約182m <sup>3</sup>	A-使用済燃料ピット	約120m <sup>3</sup>	A、B-使用済燃料ピット間	約3m <sup>3</sup>	燃料取替チャンネル	約23m <sup>3</sup>	燃料検査ピット	約36m <sup>3</sup>	⑤評価水量が100℃に達する時間	約0.8時間	⑥崩壊熱による蒸発水量	約19.16m <sup>3</sup> /h	⑦2.0m水位低下時間（④/⑥）	約9.4時間	⑧合計（⑤+⑦）	約10.2時間	
	評価結果																													
①2.0m分の評価水量（B-使用済燃料ピット）	約180m <sup>3</sup>																													
②崩壊熱による蒸発水量	約19.16m <sup>3</sup> /h																													
③2.0m水位低下時間（①/②）	約9.3時間																													
	評価結果																													
④2.0m分の評価水量（他ピット）	約182m <sup>3</sup>																													
A-使用済燃料ピット	約120m <sup>3</sup>																													
A、B-使用済燃料ピット間	約3m <sup>3</sup>																													
燃料取替チャンネル	約23m <sup>3</sup>																													
燃料検査ピット	約36m <sup>3</sup>																													
⑤評価水量が100℃に達する時間	約0.8時間																													
⑥崩壊熱による蒸発水量	約19.16m <sup>3</sup> /h																													
⑦2.0m水位低下時間（④/⑥）	約9.4時間																													
⑧合計（⑤+⑦）	約10.2時間																													

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

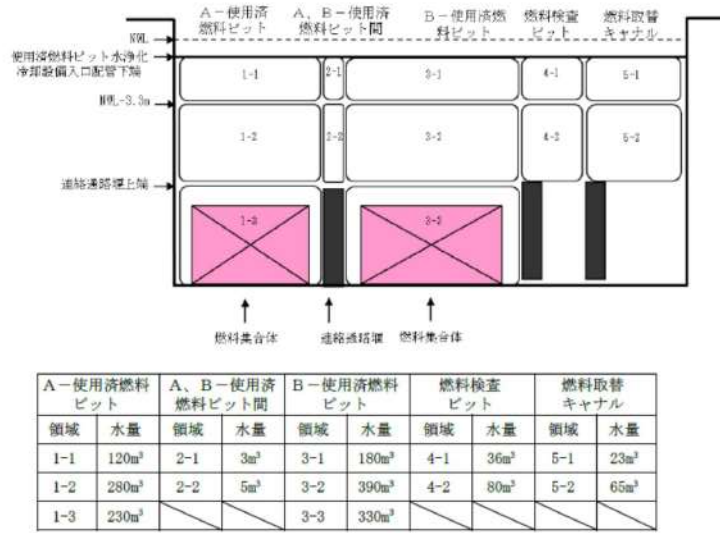
7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																								
	<p>(3) 水位低下時間評価結果</p> <p>表9 想定事故1、2の水位低下時間</p> <table border="1" data-bbox="1281 258 1720 370"> <thead> <tr> <th></th> <th>NWL-3.3mまでの水位低下時間</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>想定事故1</td> <td>約40.8時間</td> </tr> <tr> <td>想定事故2</td> <td>約25.3時間</td> </tr> </tbody> </table>  <table border="1" data-bbox="1160 829 1848 1013"> <thead> <tr> <th colspan="2">A-使用済燃料ピット</th> <th colspan="2">A、B-使用済燃料ピット間</th> <th colspan="2">B-使用済燃料ピット</th> <th colspan="2">燃料検査ピット</th> <th colspan="2">燃料取替チャンネル</th> </tr> <tr> <th>領域</th> <th>水量</th> <th>領域</th> <th>水量</th> <th>領域</th> <th>水量</th> <th>領域</th> <th>水量</th> <th>領域</th> <th>水量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1-1</td> <td>210m³</td> <td>2-1</td> <td>5m³</td> <td>3-1</td> <td>310m³</td> <td>4-1</td> <td>60m³</td> <td>5-1</td> <td>45m³</td> </tr> <tr> <td>1-2</td> <td>280m³</td> <td>2-2</td> <td>5m³</td> <td>3-2</td> <td>390m³</td> <td>4-2</td> <td>80m³</td> <td>5-2</td> <td>65m³</td> </tr> <tr> <td>1-3</td> <td>230m³</td> <td></td> <td></td> <td>3-3</td> <td>330m³</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>図3 評価に用いた使用済燃料ピット等の水量（想定事故1）</p>		NWL-3.3mまでの水位低下時間	想定事故1	約40.8時間	想定事故2	約25.3時間	A-使用済燃料ピット		A、B-使用済燃料ピット間		B-使用済燃料ピット		燃料検査ピット		燃料取替チャンネル		領域	水量	領域	水量	領域	水量	領域	水量	領域	水量	1-1	210m³	2-1	5m³	3-1	310m³	4-1	60m³	5-1	45m³	1-2	280m³	2-2	5m³	3-2	390m³	4-2	80m³	5-2	65m³	1-3	230m³			3-3	330m³					
	NWL-3.3mまでの水位低下時間																																																									
想定事故1	約40.8時間																																																									
想定事故2	約25.3時間																																																									
A-使用済燃料ピット		A、B-使用済燃料ピット間		B-使用済燃料ピット		燃料検査ピット		燃料取替チャンネル																																																		
領域	水量	領域	水量	領域	水量	領域	水量	領域	水量																																																	
1-1	210m³	2-1	5m³	3-1	310m³	4-1	60m³	5-1	45m³																																																	
1-2	280m³	2-2	5m³	3-2	390m³	4-2	80m³	5-2	65m³																																																	
1-3	230m³			3-3	330m³																																																					



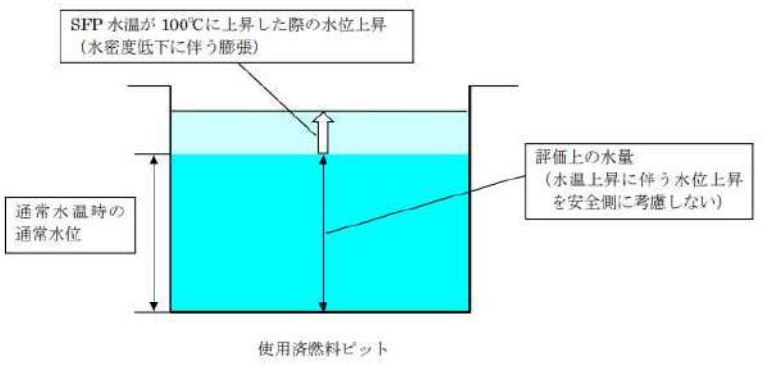
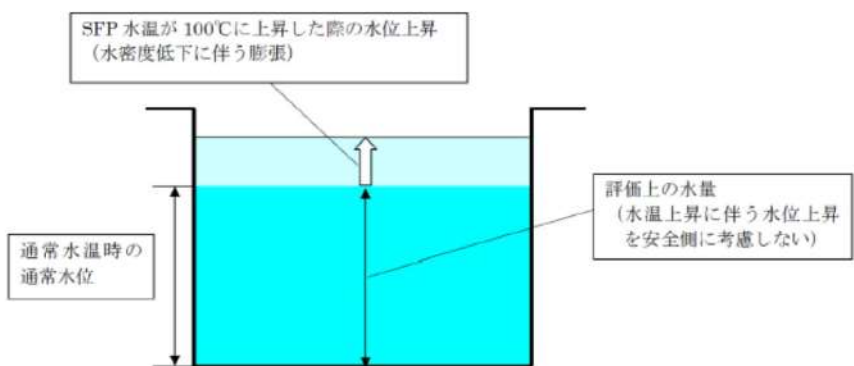
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1 (添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について)

大阪発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由																																																		
	 <p>The diagram shows a layout of fuel pits with labels: A-使用済燃料ピット, A, B-使用済燃料ピット間, B-使用済燃料ピット, 燃料検査ピット, 燃料取替キャナル. It includes elevation markers (RVL, 使用済燃料ピット水浄化浄原設備入口配管下端, RVL-9.3m, 連絡通路埋上端) and fuel collection points (燃料集合体, 連絡通路埋, 燃料集合体). Below the diagram is a table of water volumes.</p> <table border="1" data-bbox="1187 558 1803 710"> <thead> <tr> <th colspan="2">A-使用済燃料ピット</th> <th colspan="2">A, B-使用済燃料ピット間</th> <th colspan="2">B-使用済燃料ピット</th> <th colspan="2">燃料検査ピット</th> <th colspan="2">燃料取替キャナル</th> </tr> <tr> <th>領域</th> <th>水量</th> <th>領域</th> <th>水量</th> <th>領域</th> <th>水量</th> <th>領域</th> <th>水量</th> <th>領域</th> <th>水量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1-1</td> <td>120m³</td> <td>2-1</td> <td>3m³</td> <td>3-1</td> <td>180m³</td> <td>4-1</td> <td>36m³</td> <td>5-1</td> <td>23m³</td> </tr> <tr> <td>1-2</td> <td>280m³</td> <td>2-2</td> <td>5m³</td> <td>3-2</td> <td>390m³</td> <td>4-2</td> <td>80m³</td> <td>5-2</td> <td>65m³</td> </tr> <tr> <td>1-3</td> <td>230m³</td> <td></td> <td></td> <td>3-3</td> <td>330m³</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	A-使用済燃料ピット		A, B-使用済燃料ピット間		B-使用済燃料ピット		燃料検査ピット		燃料取替キャナル		領域	水量	領域	水量	領域	水量	領域	水量	領域	水量	1-1	120m³	2-1	3m³	3-1	180m³	4-1	36m³	5-1	23m³	1-2	280m³	2-2	5m³	3-2	390m³	4-2	80m³	5-2	65m³	1-3	230m³			3-3	330m³					
A-使用済燃料ピット		A, B-使用済燃料ピット間		B-使用済燃料ピット		燃料検査ピット		燃料取替キャナル																																												
領域	水量	領域	水量	領域	水量	領域	水量	領域	水量																																											
1-1	120m³	2-1	3m³	3-1	180m³	4-1	36m³	5-1	23m³																																											
1-2	280m³	2-2	5m³	3-2	390m³	4-2	80m³	5-2	65m³																																											
1-3	230m³			3-3	330m³																																															
<p>図4 評価に用いた使用済燃料ピット等の水量 (想定事故2)</p>																																																				
<p>(参考) 計算条件の保守性について</p> <p>本計算においては、燃料損傷防止対策の有効性を確認するにあたり、水位低下の時間評価では評価結果が厳しくなるように、片側のピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した状態を想定し、使用済燃料からの崩壊熱については、すべて使用済燃料ピット水の温度上昇及び蒸発に寄与するとして評価結果が厳しくなるような条件設定としている。</p> <p>100℃まで温度上昇する過程においては、ピット水温度の不均一が生じることも考えられるが、崩壊熱は最終的に全て水の温度上昇及び蒸発に費やされるエネルギーとなることから、トータルの水位低下時間には影響しない。</p> <p>また、計算に使用する崩壊熱は、保守的に発熱の大きい MOX 燃料が支配的になる貯蔵条件を想定し、時間の経過による崩壊熱の減衰は考慮していない。</p> <p>更に、事象発生から可搬型大型送水ポンプ車による SFP への注水準備完了までは 4.4 時間であり、本評価結果と比較して十分な余裕があることから、本想定事故に係る燃料損傷防止対策の有効性は十分確認できる。</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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付3</p> <p style="text-align: center;">100℃の水密度を用いて評価することの保守性について</p> <p>使用済燃料ピット水の温度は40℃から100℃まで上昇するが、評価においては水密度として100℃の値を使用している。</p> <p>温度上昇に伴い使用済燃料ピット水が膨張するため水位は上昇するが、評価ではこの水位上昇を考慮せずに水密度は膨張後の値を使用しているため、安全側の評価となる。</p>  <p style="text-align: center;">使用済燃料ピット</p>	<p style="text-align: right;">添付4</p> <p style="text-align: center;">100℃の水密度を用いて評価することの保守性について</p> <p>使用済燃料ピット水の温度は40℃から100℃まで上昇するが、評価においては水密度として100℃の値を使用している。</p> <p>温度上昇に伴い使用済燃料ピット水が膨張するため水位は上昇するが、評価ではこの水位上昇を考慮せずに水密度は膨張後の値を使用しているため、安全側の評価となる。</p>  <p style="text-align: center;">使用済燃料ピット</p> <p style="text-align: center;">図1 使用済燃料ピットの水密度の概要</p>	

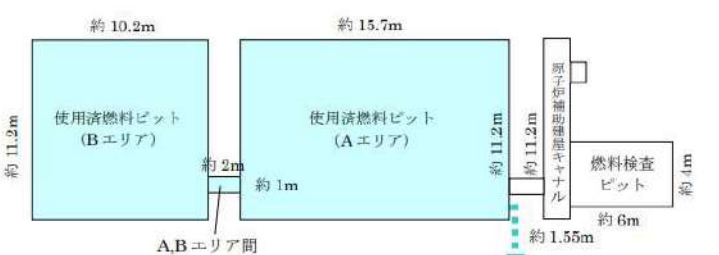
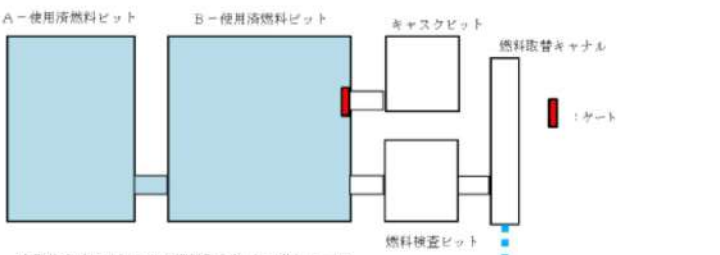
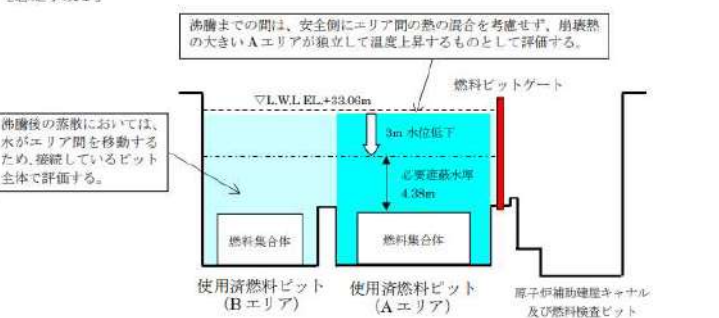
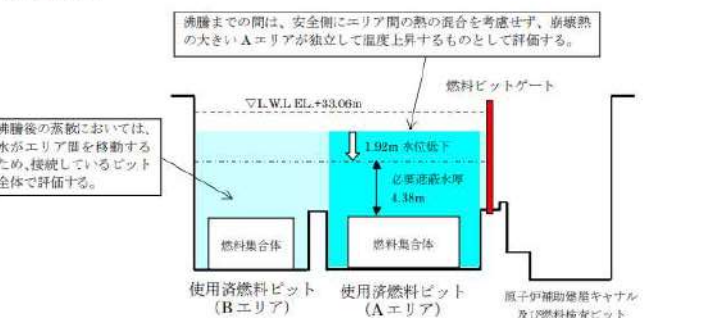
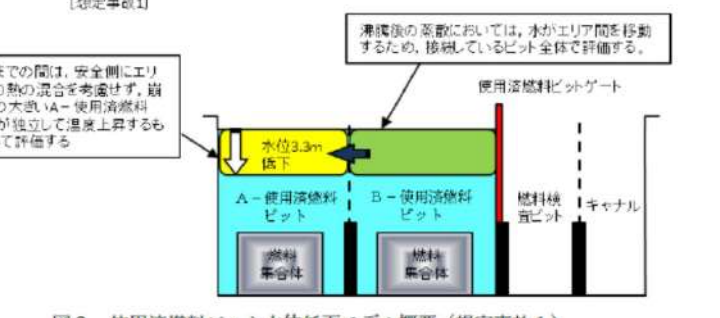
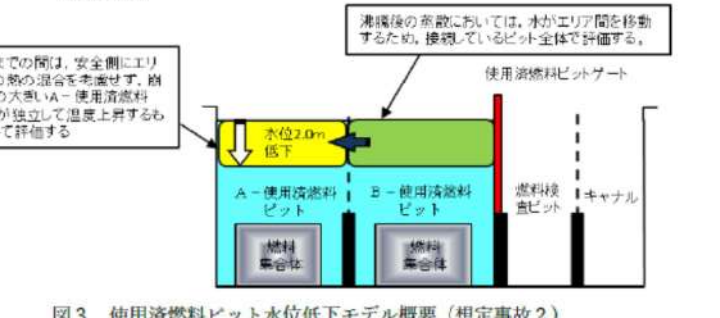
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																								
<p style="text-align: right;"><b>参考1</b></p> <p style="text-align: center;">原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピット水抜き時の水位低下時間評価について</p> <p>使用済燃料ピット（Aエリア、Bエリア）、原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピットは施設定期検査中、運転中ともに水張り状態であるが、原子炉補助建屋キャナルにある燃料移送装置の点検のために、炉心に燃料がある期間のうちの一時期のみ原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピットの水を抜く運用としている。</p> <p>この期間において、想定事故が発生した場合の遮蔽設計基準値（使用済燃料ピット水面線量率 0.15 mSv/h）に相当する水位に達するまでの時間を評価する。</p> <p>&lt;評価における前提条件&gt;</p> <table border="1" data-bbox="190 614 846 989"> <tr><td>号炉</td><td>大阪3、4号炉</td></tr> <tr><td>燃料仕様</td><td>ウラン燃料 (最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%)</td></tr> <tr><td>貯蔵体数/熱負荷 (安全側に燃料装荷直後の熱負荷とする)</td><td>Aエリア：845体/3.667MW Bエリア：1,155体/1.076MW 合計：2,000体/4.743MW</td></tr> <tr><td>事象発生時のピット水温</td><td>30℃（原子炉運転中の使用済燃料ピットの通常水温）</td></tr> <tr><td>必要遮蔽水厚</td><td>4.38m</td></tr> <tr><td>ピット間の接続状態</td><td> <ul style="list-style-type: none"> <li>使用済燃料ピット（Aエリア、Bエリア）は水張り状態、原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピットは水抜き状態とする。</li> <li>崩壊熱は、安全側に炉心に燃料を装荷した直後（燃料取出しの30日後）とする。</li> <li>沸騰までに要する時間の評価については、安全側に、崩壊熱量の大きいAエリアのみ独立した状態として評価する。</li> </ul> </td></tr> </table>	号炉	大阪3、4号炉	燃料仕様	ウラン燃料 (最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%)	貯蔵体数/熱負荷 (安全側に燃料装荷直後の熱負荷とする)	Aエリア：845体/3.667MW Bエリア：1,155体/1.076MW 合計：2,000体/4.743MW	事象発生時のピット水温	30℃（原子炉運転中の使用済燃料ピットの通常水温）	必要遮蔽水厚	4.38m	ピット間の接続状態	<ul style="list-style-type: none"> <li>使用済燃料ピット（Aエリア、Bエリア）は水張り状態、原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピットは水抜き状態とする。</li> <li>崩壊熱は、安全側に炉心に燃料を装荷した直後（燃料取出しの30日後）とする。</li> <li>沸騰までに要する時間の評価については、安全側に、崩壊熱量の大きいAエリアのみ独立した状態として評価する。</li> </ul>	<p style="text-align: right;"><b>参考1</b></p> <p style="text-align: center;">燃料取替キャナル及び燃料検査ピット水抜き時の水位低下時間評価について</p> <p>A、B一使用済燃料ピット、燃料取替キャナル及び燃料検査ピットは、定期検査中は水張り状態であるが、燃料取替キャナルにある燃料移送装置の点検等のために、炉心に燃料がある期間のうちの一時期のみ燃料取替キャナル及び燃料検査ピットの水を抜く運用としている。なお、運転中の場合、燃料取替キャナル及び燃料検査ピットは水抜き状態である。</p> <p>この期間において、想定事故が発生した場合の遮蔽設計基準値（使用済燃料ピット水面線量率 0.15 mSv/h）に相当する水位に達するまでの時間を評価する。</p> <p style="text-align: center;">表1 評価における前提条件</p> <table border="1" data-bbox="1086 614 1937 1268"> <tr><td>号機</td><td>泊3号機</td></tr> <tr><td>燃料仕様</td><td>ウラン燃料 (最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%)（3号機） MOX燃料（3号機） (最高燃焼度：45GWd/t)</td></tr> <tr><td>貯蔵体数/熱負荷 (安全側に燃料取出直後の熱負荷とする)（表6）</td><td>A一使用済燃料ピット：600体/3.433MW B一使用済燃料ピット：840体/1.689MW 合計：1,440体/熱負荷5.122MW</td></tr> <tr><td>事象発生時のピット水温</td><td>30℃（原子炉運転中の使用済燃料ピットの通常水温）</td></tr> <tr><td>必要遮蔽厚</td><td>4.25m（添付2）</td></tr> <tr><td>ピット間の接続状態</td><td> <ul style="list-style-type: none"> <li>A、B一使用済燃料ピットは水張り状態、燃料取替キャナル、燃料検査ピットは水抜き状態とする。</li> <li>沸騰までに要する時間の評価については、安全側にA、B一使用済燃料ピットの相互の保有水の混合は考慮せず、片側のピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した状態として評価する。その際、運転中は実運用上A、B一使用済燃料ピットのどちらにも保管が可能のため、保守的に厳しくなるA一使用済燃料ピットで評価した。</li> <li>水位低下時間の評価においては、A、B一使用済燃料ピットが接続された条件とする。</li> </ul> </td></tr> </table>	号機	泊3号機	燃料仕様	ウラン燃料 (最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%)（3号機） MOX燃料（3号機） (最高燃焼度：45GWd/t)	貯蔵体数/熱負荷 (安全側に燃料取出直後の熱負荷とする)（表6）	A一使用済燃料ピット：600体/3.433MW B一使用済燃料ピット：840体/1.689MW 合計：1,440体/熱負荷5.122MW	事象発生時のピット水温	30℃（原子炉運転中の使用済燃料ピットの通常水温）	必要遮蔽厚	4.25m（添付2）	ピット間の接続状態	<ul style="list-style-type: none"> <li>A、B一使用済燃料ピットは水張り状態、燃料取替キャナル、燃料検査ピットは水抜き状態とする。</li> <li>沸騰までに要する時間の評価については、安全側にA、B一使用済燃料ピットの相互の保有水の混合は考慮せず、片側のピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した状態として評価する。その際、運転中は実運用上A、B一使用済燃料ピットのどちらにも保管が可能のため、保守的に厳しくなるA一使用済燃料ピットで評価した。</li> <li>水位低下時間の評価においては、A、B一使用済燃料ピットが接続された条件とする。</li> </ul>	<p>運用の相違                  ・泊の場合、所内の燃料取扱ピット水位調整運用によっても水抜きを実施                  設備の相違                  設備の相違</p>
号炉	大阪3、4号炉																									
燃料仕様	ウラン燃料 (最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%)																									
貯蔵体数/熱負荷 (安全側に燃料装荷直後の熱負荷とする)	Aエリア：845体/3.667MW Bエリア：1,155体/1.076MW 合計：2,000体/4.743MW																									
事象発生時のピット水温	30℃（原子炉運転中の使用済燃料ピットの通常水温）																									
必要遮蔽水厚	4.38m																									
ピット間の接続状態	<ul style="list-style-type: none"> <li>使用済燃料ピット（Aエリア、Bエリア）は水張り状態、原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピットは水抜き状態とする。</li> <li>崩壊熱は、安全側に炉心に燃料を装荷した直後（燃料取出しの30日後）とする。</li> <li>沸騰までに要する時間の評価については、安全側に、崩壊熱量の大きいAエリアのみ独立した状態として評価する。</li> </ul>																									
号機	泊3号機																									
燃料仕様	ウラン燃料 (最高燃焼度：55GWd/t、ウラン濃縮度：4.8wt%)（3号機） MOX燃料（3号機） (最高燃焼度：45GWd/t)																									
貯蔵体数/熱負荷 (安全側に燃料取出直後の熱負荷とする)（表6）	A一使用済燃料ピット：600体/3.433MW B一使用済燃料ピット：840体/1.689MW 合計：1,440体/熱負荷5.122MW																									
事象発生時のピット水温	30℃（原子炉運転中の使用済燃料ピットの通常水温）																									
必要遮蔽厚	4.25m（添付2）																									
ピット間の接続状態	<ul style="list-style-type: none"> <li>A、B一使用済燃料ピットは水張り状態、燃料取替キャナル、燃料検査ピットは水抜き状態とする。</li> <li>沸騰までに要する時間の評価については、安全側にA、B一使用済燃料ピットの相互の保有水の混合は考慮せず、片側のピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した状態として評価する。その際、運転中は実運用上A、B一使用済燃料ピットのどちらにも保管が可能のため、保守的に厳しくなるA一使用済燃料ピットで評価した。</li> <li>水位低下時間の評価においては、A、B一使用済燃料ピットが接続された条件とする。</li> </ul>																									

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>約 10.2m 約 11.9m 使用済燃料ピット (Bエリア) 約 2m 約 1m 約 15.7m 使用済燃料ピット (Aエリア) 約 11.2m 約 11.2m 原子炉補助循環チャンネル 燃料検査ピット 約 4m 約 6m A,B エリア間 約 1.55m</p> <p>施設定期検査時には炉心の全燃料集合体（193 体）を一旦使用済燃料ピットに取り出す。 燃料集合体は3 サイクル程度使用するため、運転中は2/3 炉心（128 体）程度の燃料集合体を原子炉に再装荷する運用となる。（1/3 炉心は新燃料を装荷する。）</p> <p>原子炉 (燃料集合体 193 体)</p>	 <p>A-使用済燃料ピット B-使用済燃料ピット キャスクピット 燃料検査チャンネル 燃料検査ピット ゲート 燃料検査ピット 原子炉 (燃料集合体 157 体)</p> <p>定期検査時には炉心の全燃料集合体（157 体）を一旦使用済燃料ピットに取り出す。 燃料集合体は3 サイクル程度使用するため、運転中は2/3 炉心（106 体）程度の燃料集合体を原子炉に再装荷する運用となる。（1/3 炉心は新燃料を装荷する。）</p>	<p>設備の相違</p>
<p>【想定事故1】</p> <p>沸騰までの間は、安全側にエリア間の熱の混合を考慮せず、崩壊熱の大きいAエリアが独立して温度上昇するものとして評価する。</p>  <p>沸騰後の蒸気においては、水がエリア間を移動するため、接続しているピット全体で評価する。</p> <p>燃料ピットゲート ▽L.WL.EL.+33.06m 3m 水位低下 必要遮蔽水深 4.38m 燃料集合体 使用済燃料ピット (B エリア) 使用済燃料ピット (A エリア) 原子炉補助循環チャンネル及び燃料検査ピット</p> <p>【想定事故2】</p> <p>沸騰までの間は、安全側にエリア間の熱の混合を考慮せず、崩壊熱の大きいAエリアが独立して温度上昇するものとして評価する。</p>  <p>沸騰後の蒸気においては、水がエリア間を移動するため、接続しているピット全体で評価する。</p> <p>燃料ピットゲート ▽L.WL.EL.+33.06m 1.92m 水位低下 必要遮蔽水深 4.38m 燃料集合体 使用済燃料ピット (B エリア) 使用済燃料ピット (A エリア) 原子炉補助循環チャンネル及び燃料検査ピット</p>	<p>【想定事故1】</p> <p>沸騰後の蒸気においては、水がエリア間を移動するため、接続しているピット全体で評価する。</p>  <p>沸騰までの間は、安全側にエリア間の熱の混合を考慮せず、崩壊熱の大きいA-使用済燃料ピットが独立して温度上昇するものとして評価する。</p> <p>水位3.3m 低下 燃料ピットゲート A-使用済燃料ピット B-使用済燃料ピット 燃料検査ピット 燃料検査チャンネル 燃料集合体 燃料検査ピット</p> <p>【想定事故2】</p> <p>沸騰までの間は、安全側にエリア間の熱の混合を考慮せず、崩壊熱の大きいA-使用済燃料ピットが独立して温度上昇するものとして評価する。</p>  <p>沸騰後の蒸気においては、水がエリア間を移動するため、接続しているピット全体で評価する。</p> <p>燃料ピットゲート 水位2.0m 低下 A-使用済燃料ピット B-使用済燃料ピット 燃料検査ピット 燃料検査チャンネル 燃料集合体 燃料検査ピット</p>	<p>図1 運転中の使用済燃料ピット概要図</p> <p>図2 使用済燃料ピット水位低下モデル概要（想定事故1）</p> <p>図3 使用済燃料ピット水位低下モデル概要（想定事故2）</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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																				
<p>1. 想定事故1（使用済燃料ピット冷却系及び補給系の故障）</p> <p>(1) 計算方法</p> <p>水位低下量の計算方法は、水温 30℃の使用済燃料ピット水が 100℃に達するまでの時間と、沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間をそれぞれ算出し、合計する。</p> <p>① 冷却機能停止から沸騰までの時間</p> $\text{沸騰までの時間[h]} = \frac{A \text{ エリア水量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{エンタルピ差[kJ/kg]}}{A \text{ エリア熱負荷[MW]} \times 10^3 \times 3,600}$ <p>A エリア水量 : 1,927m<sup>3</sup>                  水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m<sup>3</sup>)                  エンタルピ差 : 水温 100℃と水温 30℃における水のエンタルピ差 (293.4kJ/kg)                  A エリア熱負荷 : 3.667MW</p> <p>② 沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間</p> $\text{水位低下時間[h]} = \frac{\text{水位低下量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{飽和潜熱[kJ/kg]}}{(A \text{ エリア熱負荷[MW]} + B \text{ エリア熱負荷[MW]}) \times 10^3 \times 3,600}$ <p>水位低下量 : 875 m<sup>3</sup>                  水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m<sup>3</sup>)                  飽和潜熱 : 飽和蒸気エンタルピ[kJ/kg] - 飽和水エンタルピ[kJ/kg] (2,257kJ/kg)                  熱負荷 : 4.743MW                  (A エリア熱負荷 3.667MW + B エリア熱負荷 1.076MW)</p> <p style="text-align: center;">水位低下量の内訳</p> <table border="1" data-bbox="291 1069 862 1173"> <thead> <tr> <th>A エリア</th> <th>B エリア</th> <th>A,B エリア間</th> <th>原子炉補助建屋キャナル</th> <th>燃料検査ピット</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 527 m<sup>3</sup></td> <td>約 342 m<sup>3</sup></td> <td>約 6 m<sup>3</sup></td> <td>約 0m<sup>3</sup></td> <td>約 0 m<sup>3</sup></td> <td>875m<sup>3</sup></td> </tr> </tbody> </table> <p>(2) 評価結果</p> <table border="1" data-bbox="212 1308 940 1380"> <thead> <tr> <th>①水温 100℃までの時間</th> <th>②水位低下時間</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 41 時間</td> <td>約 4.6 日間</td> <td>約 6.3 日間</td> </tr> </tbody> </table>	A エリア	B エリア	A,B エリア間	原子炉補助建屋キャナル	燃料検査ピット	合計	約 527 m <sup>3</sup>	約 342 m <sup>3</sup>	約 6 m <sup>3</sup>	約 0m <sup>3</sup>	約 0 m <sup>3</sup>	875m <sup>3</sup>	①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計	約 41 時間	約 4.6 日間	約 6.3 日間	<p>1. 想定事故1（使用済燃料ピット冷却系及び補給系の故障）</p> <p>(1) 計算方法</p> <p>水位低下量の計算方法は、水温 30℃の使用済燃料ピット水が 100℃に達するまでの時間と、沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間をそれぞれ算出し、合計する。</p> <p>① 冷却機能停止から沸騰までの時間</p> $\text{沸騰までの時間[h]} = \frac{A - \text{使用済燃料ピット水量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{エンタルピ差[kJ/kg]}}{A - \text{使用済燃料ピット熱負荷[MW]} \times 10^3 \times 3,600}$ <p>A-使用済燃料ピット水量 : 720m<sup>3</sup>                  水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m<sup>3</sup>)                  エンタルピ差 : 水温 100℃と水温 30℃における水のエンタルピ差 (293.4kJ/kg)                  A-使用済燃料ピット熱負荷 : 3.433MW</p> <p>② 沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間</p> $\text{水位低下時間[h]} = \frac{\text{水位低下量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{飽和潜熱[kJ/kg]}}{(A - \text{使用済燃料ピット熱負荷[MW]} + B - \text{使用済燃料ピット熱負荷[MW]}) \times 10^3 \times 3,600}$ <p>水位低下量 : 525m<sup>3</sup>                  水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m<sup>3</sup>)                  飽和潜熱 : 飽和蒸気エンタルピ[kJ/kg] - 飽和水エンタルピ[kJ/kg] (2,257kJ/kg)                  熱負荷 : 5.122MW                  (A-使用済燃料ピット熱負荷 1.689MW + B-使用済燃料ピット熱負荷 3.998MW)</p> <p style="text-align: center;">表1 水位低下量の内訳（想定事故1）</p> <table border="1" data-bbox="1086 1069 1926 1173"> <thead> <tr> <th>A-使用済燃料ピット</th> <th>B-使用済燃料ピット</th> <th>A、B-使用済燃料ピット間</th> <th>燃料取替キャナル</th> <th>燃料検査ピット</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 210 m<sup>3</sup></td> <td>約 310m<sup>3</sup></td> <td>約 5m<sup>3</sup></td> <td>約 0m<sup>3</sup></td> <td>約 0m<sup>3</sup></td> <td>約 525m<sup>3</sup></td> </tr> </tbody> </table> <p>(2) 評価結果</p> <p style="text-align: center;">表2 各状態での水位低下時間（想定事故1）</p> <table border="1" data-bbox="1131 1340 1881 1412"> <thead> <tr> <th>①水温 100℃までの時間</th> <th>②水位低下時間</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 16 時間</td> <td>約 2.5 日</td> <td>約 3.2 日</td> </tr> </tbody> </table>	A-使用済燃料ピット	B-使用済燃料ピット	A、B-使用済燃料ピット間	燃料取替キャナル	燃料検査ピット	合計	約 210 m <sup>3</sup>	約 310m <sup>3</sup>	約 5m <sup>3</sup>	約 0m <sup>3</sup>	約 0m <sup>3</sup>	約 525m <sup>3</sup>	①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計	約 16 時間	約 2.5 日	約 3.2 日	<p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>評価結果の相違</p>
A エリア	B エリア	A,B エリア間	原子炉補助建屋キャナル	燃料検査ピット	合計																																	
約 527 m <sup>3</sup>	約 342 m <sup>3</sup>	約 6 m <sup>3</sup>	約 0m <sup>3</sup>	約 0 m <sup>3</sup>	875m <sup>3</sup>																																	
①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計																																				
約 41 時間	約 4.6 日間	約 6.3 日間																																				
A-使用済燃料ピット	B-使用済燃料ピット	A、B-使用済燃料ピット間	燃料取替キャナル	燃料検査ピット	合計																																	
約 210 m <sup>3</sup>	約 310m <sup>3</sup>	約 5m <sup>3</sup>	約 0m <sup>3</sup>	約 0m <sup>3</sup>	約 525m <sup>3</sup>																																	
①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計																																				
約 16 時間	約 2.5 日	約 3.2 日																																				

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																								
<p>2. 想定事故2（使用済燃料ピット冷却系配管の破断）</p> <p>(1) 計算方法</p> <p>水位低下量の計算方法は、水温 30℃の使用済燃料ピット水が 100℃に達するまでの時間と、沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間をそれぞれ算出し、合計する。</p> <p>① 冷却機能停止から沸騰までの時間</p> $\text{沸騰までの時間[h]} = \frac{\text{Aエリア水量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{エンタルピ差[kJ/kg]}}{\text{Aエリア熱負荷[MW]} \times 10^3 \times 3,600}$ <p>Aエリア水量 : 1.737m<sup>3</sup>                  水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m<sup>3</sup>)                  エンタルピ差 : 水温 100℃と水温 30℃における水のエンタルピ差 (293.4kJ/kg)                  Aエリア熱負荷 : 3.667MW</p> <p>② 沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間</p> $\text{水位低下時間[h]} = \frac{\text{水位低下量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{飽和潜熱[kJ/kg]}}{(\text{Aエリア熱負荷[MW]} + \text{Bエリア熱負荷[MW]}) \times 10^3 \times 3,600}$ <p>水位低下量 : 559m<sup>3</sup>                  水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m<sup>3</sup>)                  飽和潜熱 : 飽和蒸気エンタルピ[kJ/kg] - 飽和水エンタルピ[kJ/kg] (2,257kJ/kg)                  Aエリア熱負荷 : 4.743MW                  (Aエリア熱負荷 3.667MW + Bエリア熱負荷 1.076MW)</p> <p style="text-align: center;">水位低下量の内訳</p> <table border="1" data-bbox="315 1121 815 1209"> <thead> <tr> <th>Aエリア</th> <th>Bエリア</th> <th>A,B エリア間</th> <th>原子炉 補助建屋 キャナル</th> <th>燃料検査 ピット</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 337 m<sup>3</sup></td> <td>約 219 m<sup>3</sup></td> <td>約 3 m<sup>3</sup></td> <td>約 0 m<sup>3</sup></td> <td>約 0 m<sup>3</sup></td> <td>559 m<sup>3</sup></td> </tr> </tbody> </table>	Aエリア	Bエリア	A,B エリア間	原子炉 補助建屋 キャナル	燃料検査 ピット	合計	約 337 m <sup>3</sup>	約 219 m <sup>3</sup>	約 3 m <sup>3</sup>	約 0 m <sup>3</sup>	約 0 m <sup>3</sup>	559 m <sup>3</sup>	<p>2. 想定事故2（使用済燃料ピット冷却系配管の破断）</p> <p>(1) 計算方法</p> <p>水位低下量の計算方法は、水温 30℃の使用済燃料ピット水が 100℃に達するまでの時間と、沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間をそれぞれ算出し、合計する。</p> <p>① 冷却機能停止から沸騰までの時間</p> $\text{沸騰までの時間[h]} = \frac{\text{A - 使用済燃料ピット水量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{エンタルピ差[kJ/kg]}}{\text{A - 使用済燃料ピット熱負荷[MW]} \times 10^3 \times 3,600}$ <p>A - 使用済燃料ピット : 630m<sup>3</sup>                  水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m<sup>3</sup>)                  エンタルピ差 : 水温 100℃と水温 30℃における水のエンタルピ差 (293.4kJ/kg)                  A - 使用済燃料ピット熱負荷 : 3.433MW</p> <p>② 沸騰開始から遮蔽設計基準値の水位に達するまでの時間</p> $\text{水位低下時間[h]} = \frac{\text{水位低下量[m}^3\text{]} \times \text{水密度[kg/m}^3\text{]} \times \text{飽和潜熱[kJ/kg]}}{(\text{A - 使用済燃料ピット熱負荷[MW]} + \text{B - 使用済燃料ピット熱負荷[MW]}) \times 10^3 \times 3,600}$ <p>水位低下量 : 303m<sup>3</sup>                  水密度 : 100℃のときの密度を用いて評価 (958kg/m<sup>3</sup>)                  飽和潜熱 : 飽和蒸気エンタルピ[kJ/kg] - 飽和水エンタルピ[kJ/kg] (2,257kJ/kg)                  熱負荷 : 5.122MW                  (A - 使用済燃料ピット熱負荷 1.124MW + B - 使用済燃料ピット熱負荷 3.998MW)</p> <p style="text-align: center;">表3 水位低下量の内訳（想定事故2）</p> <table border="1" data-bbox="1068 1058 1942 1166"> <thead> <tr> <th>A - 使用済 燃料ピット</th> <th>B - 使用済 燃料ピット</th> <th>A、B - 使用済 燃料ピット間</th> <th>燃料取替 キャナル</th> <th>燃料検査ピット</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 120 m<sup>3</sup></td> <td>約 180 m<sup>3</sup></td> <td>約 3 m<sup>3</sup></td> <td>約 0 m<sup>3</sup></td> <td>約 0 m<sup>3</sup></td> <td>約 303 m<sup>3</sup></td> </tr> </tbody> </table>	A - 使用済 燃料ピット	B - 使用済 燃料ピット	A、B - 使用済 燃料ピット間	燃料取替 キャナル	燃料検査ピット	合計	約 120 m <sup>3</sup>	約 180 m <sup>3</sup>	約 3 m <sup>3</sup>	約 0 m <sup>3</sup>	約 0 m <sup>3</sup>	約 303 m <sup>3</sup>	<p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p>
Aエリア	Bエリア	A,B エリア間	原子炉 補助建屋 キャナル	燃料検査 ピット	合計																					
約 337 m <sup>3</sup>	約 219 m <sup>3</sup>	約 3 m <sup>3</sup>	約 0 m <sup>3</sup>	約 0 m <sup>3</sup>	559 m <sup>3</sup>																					
A - 使用済 燃料ピット	B - 使用済 燃料ピット	A、B - 使用済 燃料ピット間	燃料取替 キャナル	燃料検査ピット	合計																					
約 120 m <sup>3</sup>	約 180 m <sup>3</sup>	約 3 m <sup>3</sup>	約 0 m <sup>3</sup>	約 0 m <sup>3</sup>	約 303 m <sup>3</sup>																					

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉					泊発電所3号炉					相違理由																														
(2) 評価結果					(2) 評価結果					解析結果の相違																														
<table border="1"> <thead> <tr> <th>①水温 100℃までの時間</th> <th>②水位低下時間</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 37 時間</td> <td>約 2.9 日間</td> <td>約 4.4 日間</td> </tr> </tbody> </table>					①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計	約 37 時間	約 2.9 日間		約 4.4 日間	<p>表4 各状態での水位低下時間（想定事故2）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>①水温 100℃までの時間</th> <th>②水位低下時間</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約 14 時間</td> <td>約 1.4 日</td> <td>約 2.0 日</td> </tr> </tbody> </table>					①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計	約 14 時間	約 1.4 日	約 2.0 日	解析結果の相違																	
①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計																																						
約 37 時間	約 2.9 日間	約 4.4 日間																																						
①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計																																						
約 14 時間	約 1.4 日	約 2.0 日																																						
3. 評価結果まとめ					3. 評価結果まとめ																																			
<table border="1"> <thead> <tr> <th>想定事故</th> <th>ピット</th> <th>①水温 100℃までの時間</th> <th>②水位低下時間</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>A エリア</td> <td>約 41 時間</td> <td>約 4.6 日間</td> <td>約 6.3 日間</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>A エリア</td> <td>約 37 時間</td> <td>約 2.9 日間</td> <td>約 4.4 日間</td> </tr> </tbody> </table>					想定事故	ピット	①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計	1	A エリア	約 41 時間	約 4.6 日間	約 6.3 日間	2	A エリア	約 37 時間	約 2.9 日間	約 4.4 日間	<p>表5 水位低下時間のまとめ（想定事故1、2）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>想定事故</th> <th>沸騰評価対象使用済燃料ピット</th> <th>①水温 100℃までの時間</th> <th>②水位低下時間</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>A</td> <td>約 16 時間</td> <td>約 2.5 日</td> <td>約 3.2 日</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>A</td> <td>約 14 時間</td> <td>約 1.4 日</td> <td>約 2.0 日</td> </tr> </tbody> </table>					想定事故	沸騰評価対象使用済燃料ピット	①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計	1	A	約 16 時間	約 2.5 日	約 3.2 日	2	A	約 14 時間	約 1.4 日	約 2.0 日	解析結果の相違
想定事故	ピット	①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計																																				
1	A エリア	約 41 時間	約 4.6 日間	約 6.3 日間																																				
2	A エリア	約 37 時間	約 2.9 日間	約 4.4 日間																																				
想定事故	沸騰評価対象使用済燃料ピット	①水温 100℃までの時間	②水位低下時間	合計																																				
1	A	約 16 時間	約 2.5 日	約 3.2 日																																				
2	A	約 14 時間	約 1.4 日	約 2.0 日																																				

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

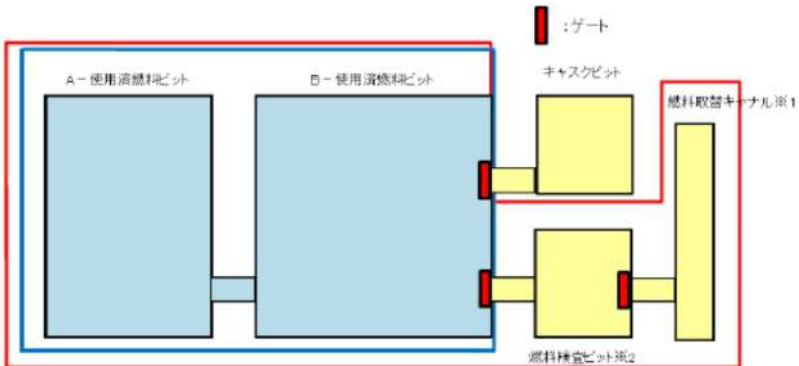
7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉 燃料取替スキーム				泊発電所3号炉				相違理由																																																																																																																																																																																																											
大阪3（4）号炉使用済燃料ピットに貯蔵する使用済燃料の熱負荷（運転時）																																																																																																																																																																																																																			
<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">取出燃料</th> <th colspan="2">大阪3(4)号炉からの発生分</th> <th colspan="2">大阪1,2号炉からの発生分</th> </tr> <tr> <th>冷却期間</th> <th>燃料数</th> <th>冷却期間</th> <th>燃料数</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>16サイクル冷却済燃料</td><td>16×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>6</td><td>14×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td></tr> <tr><td>15サイクル冷却済燃料</td><td>16×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>13×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td></tr> <tr><td>14サイクル冷却済燃料</td><td>14×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>12×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td></tr> <tr><td>13サイクル冷却済燃料</td><td>13×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>11×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td></tr> <tr><td>12サイクル冷却済燃料</td><td>12×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>10×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td></tr> <tr><td>11サイクル冷却済燃料</td><td>11×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>9×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td></tr> <tr><td>10サイクル冷却済燃料</td><td>10×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>8×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td></tr> <tr><td>9サイクル冷却済燃料</td><td>9×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>7×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td></tr> <tr><td>8サイクル冷却済燃料</td><td>8×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>6×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td></tr> <tr><td>7サイクル冷却済燃料</td><td>7×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>5×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td></tr> <tr><td>6サイクル冷却済燃料</td><td>6×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>4×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td></tr> <tr><td>5サイクル冷却済燃料</td><td>5×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>3×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td></tr> <tr><td>4サイクル冷却済燃料</td><td>4×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>2×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td></tr> <tr><td>3サイクル冷却済燃料</td><td>3×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>1×(13ヶ月+30日)+21ヶ月</td><td>1/3炉心</td></tr> <tr><td>2サイクル冷却済燃料</td><td>2×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td>21ヶ月</td><td>1/3炉心</td></tr> <tr><td>1サイクル冷却済燃料</td><td>1×(13ヶ月+30日)+30日</td><td>1/3炉心</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>定積待取出燃料3</td><td>30日</td><td>1/3炉心</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>定積待取出燃料2</td><td>30日</td><td>1/3炉心</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>定積待取出燃料1</td><td>30日</td><td>1/3炉心</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>小計</td><td></td><td>3,373</td><td></td><td>1,370</td></tr> <tr><td>高濃縮合計(MW)</td><td></td><td>高濃縮4,743MW (燃料体数:2,000体)</td><td></td><td></td></tr> </tbody> </table>				取出燃料	大阪3(4)号炉からの発生分		大阪1,2号炉からの発生分		冷却期間	燃料数	冷却期間	燃料数	16サイクル冷却済燃料	16×(13ヶ月+30日)+30日	6	14×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	15サイクル冷却済燃料	16×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	13×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	14サイクル冷却済燃料	14×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	12×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	13サイクル冷却済燃料	13×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	11×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	12サイクル冷却済燃料	12×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	10×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	11サイクル冷却済燃料	11×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	9×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	10サイクル冷却済燃料	10×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	8×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	9サイクル冷却済燃料	9×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	7×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	8サイクル冷却済燃料	8×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	6×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	7サイクル冷却済燃料	7×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	5×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	6サイクル冷却済燃料	6×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	4×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	5サイクル冷却済燃料	5×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	3×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	4サイクル冷却済燃料	4×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	2×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	3サイクル冷却済燃料	3×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	1×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心	2サイクル冷却済燃料	2×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	21ヶ月	1/3炉心	1サイクル冷却済燃料	1×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心			定積待取出燃料3	30日	1/3炉心			定積待取出燃料2	30日	1/3炉心			定積待取出燃料1	30日	1/3炉心			小計		3,373		1,370	高濃縮合計(MW)		高濃縮4,743MW (燃料体数:2,000体)			<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">取出燃料</th> <th colspan="2">MOX燃料</th> <th colspan="2">ウラン燃料</th> </tr> <tr> <th>冷却期間</th> <th>燃料数</th> <th>冷却期間</th> <th>燃料数</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>今回取出</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>今回取出</td><td>30日</td><td>8体</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>今回取出</td><td>30日</td><td>8体</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>1サイクル冷却済燃料</td><td>(13ヶ月+30日)×1+30日</td><td>※1</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>2サイクル冷却済燃料</td><td>(13ヶ月+30日)×2+30日</td><td>※1</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>3サイクル冷却済燃料</td><td>(13ヶ月+30日)×3+30日</td><td>※1</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>4サイクル冷却済燃料</td><td>(13ヶ月+30日)×4+30日</td><td>※1</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>5サイクル冷却済燃料</td><td>(13ヶ月+30日)×5+30日</td><td>※1</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>6サイクル冷却済燃料</td><td>(13ヶ月+30日)×6+30日</td><td>※1</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>7サイクル冷却済燃料</td><td>(13ヶ月+30日)×7+30日</td><td>※1</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>...</td><td>...</td><td>...</td><td>...</td><td>...</td></tr> <tr><td>59サイクル冷却済燃料</td><td>(13ヶ月+30日)×59+30日</td><td>※1</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>60サイクル冷却済燃料</td><td>(13ヶ月+30日)×60+30日</td><td>※1</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>61サイクル冷却済燃料</td><td>(13ヶ月+30日)×61+30日</td><td>8体</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>小計</td><td>—</td><td>984体</td><td>—</td><td>—</td></tr> <tr><td>合計</td><td></td><td>1,339体</td><td></td><td>5,122MW</td></tr> </tbody> </table>				取出燃料	MOX燃料		ウラン燃料		冷却期間	燃料数	冷却期間	燃料数	今回取出	—	—	—	—	今回取出	30日	8体	—	—	今回取出	30日	8体	—	—	1サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×1+30日	※1	—	—	2サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×2+30日	※1	—	—	3サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×3+30日	※1	—	—	4サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×4+30日	※1	—	—	5サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×5+30日	※1	—	—	6サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×6+30日	※1	—	—	7サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×7+30日	※1	—	—	...	...	...	...	...	59サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×59+30日	※1	—	—	60サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×60+30日	※1	—	—	61サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×61+30日	8体	—	—	小計	—	984体	—	—	合計		1,339体		5,122MW	<p>※1：2回照射MOX燃料8体、3回照射MOX燃料8体</p> <p>※2：泊発電所3号機使用済燃料ピットの燃料保管容量は1440体</p>
取出燃料	大阪3(4)号炉からの発生分		大阪1,2号炉からの発生分																																																																																																																																																																																																																
	冷却期間	燃料数	冷却期間	燃料数																																																																																																																																																																																																															
16サイクル冷却済燃料	16×(13ヶ月+30日)+30日	6	14×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心																																																																																																																																																																																																															
15サイクル冷却済燃料	16×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	13×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心																																																																																																																																																																																																															
14サイクル冷却済燃料	14×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	12×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心																																																																																																																																																																																																															
13サイクル冷却済燃料	13×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	11×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心																																																																																																																																																																																																															
12サイクル冷却済燃料	12×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	10×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心																																																																																																																																																																																																															
11サイクル冷却済燃料	11×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	9×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心																																																																																																																																																																																																															
10サイクル冷却済燃料	10×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	8×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心																																																																																																																																																																																																															
9サイクル冷却済燃料	9×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	7×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心																																																																																																																																																																																																															
8サイクル冷却済燃料	8×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	6×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心																																																																																																																																																																																																															
7サイクル冷却済燃料	7×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	5×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心																																																																																																																																																																																																															
6サイクル冷却済燃料	6×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	4×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心																																																																																																																																																																																																															
5サイクル冷却済燃料	5×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	3×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心																																																																																																																																																																																																															
4サイクル冷却済燃料	4×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	2×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心																																																																																																																																																																																																															
3サイクル冷却済燃料	3×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	1×(13ヶ月+30日)+21ヶ月	1/3炉心																																																																																																																																																																																																															
2サイクル冷却済燃料	2×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心	21ヶ月	1/3炉心																																																																																																																																																																																																															
1サイクル冷却済燃料	1×(13ヶ月+30日)+30日	1/3炉心																																																																																																																																																																																																																	
定積待取出燃料3	30日	1/3炉心																																																																																																																																																																																																																	
定積待取出燃料2	30日	1/3炉心																																																																																																																																																																																																																	
定積待取出燃料1	30日	1/3炉心																																																																																																																																																																																																																	
小計		3,373		1,370																																																																																																																																																																																																															
高濃縮合計(MW)		高濃縮4,743MW (燃料体数:2,000体)																																																																																																																																																																																																																	
取出燃料	MOX燃料		ウラン燃料																																																																																																																																																																																																																
	冷却期間	燃料数	冷却期間	燃料数																																																																																																																																																																																																															
今回取出	—	—	—	—																																																																																																																																																																																																															
今回取出	30日	8体	—	—																																																																																																																																																																																																															
今回取出	30日	8体	—	—																																																																																																																																																																																																															
1サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×1+30日	※1	—	—																																																																																																																																																																																																															
2サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×2+30日	※1	—	—																																																																																																																																																																																																															
3サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×3+30日	※1	—	—																																																																																																																																																																																																															
4サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×4+30日	※1	—	—																																																																																																																																																																																																															
5サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×5+30日	※1	—	—																																																																																																																																																																																																															
6サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×6+30日	※1	—	—																																																																																																																																																																																																															
7サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×7+30日	※1	—	—																																																																																																																																																																																																															
...	...	...	...	...																																																																																																																																																																																																															
59サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×59+30日	※1	—	—																																																																																																																																																																																																															
60サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×60+30日	※1	—	—																																																																																																																																																																																																															
61サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×61+30日	8体	—	—																																																																																																																																																																																																															
小計	—	984体	—	—																																																																																																																																																																																																															
合計		1,339体		5,122MW																																																																																																																																																																																																															
<p>表6 燃料取替スキーム 泊3号機使用済燃料ピットに貯蔵する使用済燃料の熱負荷（運転時）</p>																																																																																																																																																																																																																			
<p>※1： 崩壊熱の合計は、四捨五入の関係で各々の発生熱量の合計とはならない場合がある。</p> <p>※2： 3（4）号炉の使用済み燃料ピットは1、2号炉と共用であり、崩壊熱が高めとなるように1、2号炉から運搬された使用済燃料から発生する崩壊熱を想定</p> <p>注1：大阪1～4号炉は、0.0004%/燃料使用率に伴う原子炉設置変更許可申請（平成14年9月申請）安全審査における使用済燃料ピット冷却設備の詳細条件</p> <p>注2：大阪3/4号炉のSRPの燃料保管容量は2、129体</p>																																																																																																																																																																																																																			
以上				以上																																																																																																																																																																																																															



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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p style="text-align: right;">参考2</p> <p style="text-align: center;">使用済燃料ピットに接続されるピットについて</p> <p>A、B-使用済燃料ピットは、連通堰により常時接続された状態である。B-使用済燃料ピットは燃料検査ピット（燃料検査ピットはさらに燃料取替チャンネルと接続）及びキャスクピットと連通堰により繋がっており、使用済燃料ピットゲートによりこれらのピットと仕切ることが可能である。</p> <p>有効性評価においては、燃料取出中を想定し、A、B-使用済燃料ピットに燃料検査ピットと燃料取替チャンネルが接続され、キャスクピットは使用済燃料ピットゲートにより仕切られ、水がない空の状態を想定している。一方、運転中（燃料装荷後）においては、燃料取替チャンネルにある燃料移送装置の点検のため燃料検査ピットと燃料取替チャンネルの水を抜く場合もある（なお、キャスクピットと燃料検査ピットを同時に水抜き状態にすることはしない）ため、運転中は保守的にA、B-使用済燃料ピットのみ接続し、燃料検査ピット、燃料取替チャンネル及びキャスクピットは使用済燃料ピットゲートにより仕切られ、水がない空の状態を想定している。</p> <p>この期間において想定事故が発生した場合の遮蔽設計基準値（ピット水面線量率 0.15mSv/h）に相当する水位に達するまでの時間を評価する。</p> <p> <span style="border: 1px solid blue; display: inline-block; width: 20px; height: 10px; vertical-align: middle;"></span>：運転中（A、B-使用済燃料ピット）  <span style="border: 1px solid red; display: inline-block; width: 20px; height: 10px; vertical-align: middle;"></span>：停止中（A、B-使用済燃料ピット、燃料検査ピット、燃料取替チャンネル）                 </p>  <p>                     ※1：定検中は燃料検査ピット及び燃料取替チャンネルのゲートを外し、使用済燃料ピットに接続（水張り）状態となる                      ※2：運転中に燃料検査ピット及び燃料取替チャンネルの水抜きする場合、キャスクピットは使用済燃料ピットに接続（水張り）状態とする。                 </p> <p style="text-align: center;">図1 泊3号機使用済燃料ピット周辺レイアウト</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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由																								
	<p>今回の有効性評価の条件として想定した定検中の状態と、運転中の状態に対し、それぞれ表1の条件に基づき評価した結果を表2に示す。使用済燃料ピット水位低下時間評価結果は、今回の評価に用いた定検中の状態の方が、運転中に比べて厳しい。</p> <p style="text-align: center;">表1 SFP水位低下時間評価条件</p> <table border="1" data-bbox="1093 316 1921 710"> <thead> <tr> <th></th> <th>定検中</th> <th>運転中</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>SFP 崩壊熱</td> <td>11,508MW ・原子炉停止からの期間：7.5日 ・原子炉から一時的に取り出された燃料全てをSFPに保管</td> <td>5,122MW ・原子炉停止からの期間：30日 ・原子炉から一時的に取り出されていた燃料のうち、1回及び2回照射燃料は炉心に再装荷</td> </tr> <tr> <td>SFPに接続されるピットの状態</td> <td>A、B-使用済燃料ピット、燃料検査ピット及びチャンネル接続</td> <td>A、B-使用済燃料ピット接続</td> </tr> <tr> <td>蒸発水量</td> <td>想定事故1：630m<sup>3</sup> 想定事故2：362m<sup>3</sup></td> <td>想定事故1：525m<sup>3</sup> 想定事故2：303m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>SFP初期水温</td> <td>40℃</td> <td>30℃</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">表2 SFP水位時間評価結果</p> <table border="1" data-bbox="1093 790 1921 922"> <thead> <tr> <th></th> <th>定検中</th> <th>運転中</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>想定事故1</td> <td>約1.6日</td> <td>約3.2日</td> </tr> <tr> <td>想定事故2</td> <td>約1.0日</td> <td>約2.0日</td> </tr> </tbody> </table> <p>なお、定検中の崩壊熱及びSFP初期温度に対し、SFPと燃料検査ピット及びチャンネルが接続されない状態を想定した場合、SFP水位が放射線の遮蔽を維持できる最低水位まで低下する時間は、想定事故1で約1.4日、想定事故2で約0.9日となる。事象発生からSFPへの注水開始が可能となるまでの時間は4.4時間であり、十分な裕度がある。</p>		定検中	運転中	SFP 崩壊熱	11,508MW ・原子炉停止からの期間：7.5日 ・原子炉から一時的に取り出された燃料全てをSFPに保管	5,122MW ・原子炉停止からの期間：30日 ・原子炉から一時的に取り出されていた燃料のうち、1回及び2回照射燃料は炉心に再装荷	SFPに接続されるピットの状態	A、B-使用済燃料ピット、燃料検査ピット及びチャンネル接続	A、B-使用済燃料ピット接続	蒸発水量	想定事故1：630m <sup>3</sup> 想定事故2：362m <sup>3</sup>	想定事故1：525m <sup>3</sup> 想定事故2：303m <sup>3</sup>	SFP初期水温	40℃	30℃		定検中	運転中	想定事故1	約1.6日	約3.2日	想定事故2	約1.0日	約2.0日	
	定検中	運転中																								
SFP 崩壊熱	11,508MW ・原子炉停止からの期間：7.5日 ・原子炉から一時的に取り出された燃料全てをSFPに保管	5,122MW ・原子炉停止からの期間：30日 ・原子炉から一時的に取り出されていた燃料のうち、1回及び2回照射燃料は炉心に再装荷																								
SFPに接続されるピットの状態	A、B-使用済燃料ピット、燃料検査ピット及びチャンネル接続	A、B-使用済燃料ピット接続																								
蒸発水量	想定事故1：630m <sup>3</sup> 想定事故2：362m <sup>3</sup>	想定事故1：525m <sup>3</sup> 想定事故2：303m <sup>3</sup>																								
SFP初期水温	40℃	30℃																								
	定検中	運転中																								
想定事故1	約1.6日	約3.2日																								
想定事故2	約1.0日	約2.0日																								

7.3.1. 想定事故1 (添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について)

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

大阪発電所3/4号炉		泊発電所3号炉										相違理由
		泊3号機使用済燃料ピットに貯蔵する使用済燃料の熱負荷 (運転時)					泊1、2号炉燃料					
取出燃料	冷却期間	MOX燃料		ウラン燃料		冷却期間	ウラン燃料		ウラン燃料 崩壊熱 (MW)	取出 燃料数	ウラン燃料 崩壊熱 (MW)	
		取出 燃料数	崩壊熱 (MW)	取出 燃料数	崩壊熱 (MW)							
今回取出	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
今回取出	30日	8体	0.376	—	—	—	—	—	—	—	—	
今回取出	30日	8体	0.390	39体	1.094	—	—	—	—	—	—	
1サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×1+30日	※1	0.166	39体	0.224	—	—	—	—	—	—	
2サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×2+30日	※1	0.085	39体	0.124	2年	—	—	—	—	—	
3サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×3+30日	※1	0.062	39体	0.081	(13ヶ月+30日)×1+2年	—	—	—	—	—	
4サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×4+30日	※1	0.053	39体	0.063	—	—	—	—	—	—	
5サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×5+30日	※1	0.049	—	—	—	—	—	—	—	—	
6サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×6+30日	※1	0.047	—	—	—	—	—	—	—	—	
7サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×7+30日	※1	0.045	—	—	—	—	—	—	—	—	
・・・	・・・	・・・	・・・	—	—	—	—	—	—	—	—	
59サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×59+30日	※1	0.025	—	—	—	—	—	—	—	—	
60サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×60+30日	※1	0.025	—	—	—	—	—	—	—	—	
61サイクル冷却済燃料	(13ヶ月+30日)×61+30日	8体	0.013	—	—	—	—	—	—	—	—	
小計	—	984体	3.112	195体	1.586	—	—	—	160体	0.624	—	
合計	取出燃料体数 <sup>※2</sup>	1,339体		1,586		崩壊熱	5,122MWh		5,122MWh			

※1：2回照射MOX燃料8体、3回照射MOX燃料8体  
 ※2：泊発電所3号機使用済燃料ピットの燃料保管容量は1440体



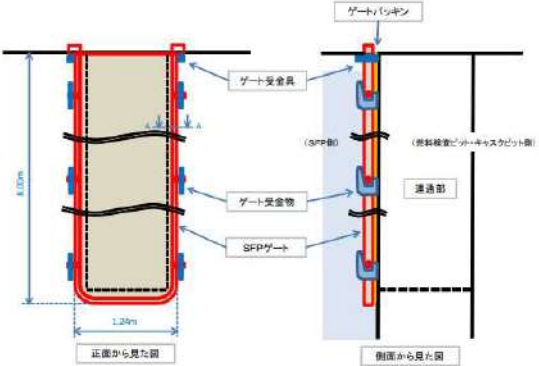
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">参考2</p> <p style="text-align: center;">燃料ピットゲートについて</p> <p>1. 燃料ピットゲートの概要</p> <p>使用済燃料ピット（Aエリア、Bエリア）、原子炉補助建屋キャナル、燃料検査ピットは施設定期検査中、運転中ともに水張り状態であるが、原子炉補助建屋キャナルにある燃料移送装置の点検等のために、炉心に燃料がある期間のうちの一時期のみ原子炉補助建屋キャナル及び燃料検査ピットの水を抜く運用としている。</p> <p>その期間中は、Aエリアと原子炉補助建屋キャナル間に燃料ピットゲートを設置する。</p>	<p style="text-align: right;">参考3</p> <p style="text-align: center;">使用済燃料ピットゲートについて</p> <p>1. 使用済燃料ピットゲートの概要</p> <p>A、B-使用済燃料ピット、燃料取替キャナル、燃料検査ピットは定期検査中、運転中ともに水張り状態であるが、燃料取替キャナルにある燃料移送装置の点検等のために、炉心に燃料がある期間のうちの一時期のみ燃料取替キャナル及び燃料検査ピットの水を抜く運用としている。</p> <p>その期間中は、B-使用済燃料ピットと燃料取替キャナル間に使用済燃料ピットゲートを設置する。</p> <p>ゲート受金具及びゲート受金物により連通部の使用済燃料ピット壁面に取付け、ピット水からの水圧により使用済燃料ピット壁面に押し付けられ、ゲートパッキンに面圧が発生し遮水機能を発揮する（図1）。</p> <p>想定事故1及び想定事故2において想定される状況においても以下のとおり遮水機能に問題はない。</p> <p>① ビット水の温度上昇</p> <p>ゲートパッキン（図2）の材質は耐熱性に優れたシリコンゴムであり、100℃での耐水試験においても硬さ変化等が規格値を満足している。また沸騰により水が流動する状態になるが、水圧と比較するとその影響は僅かであり、遮水機能に影響はない。</p> <p>② ビット水の水位低下</p> <p>水位低下が発生した場合も、ピット水面からの深さ対して発生する水圧は同じであり、シール性には影響はない。</p> <p>③ 地震発生時の影響</p> <p>使用済燃料ピットゲートには水圧による大きな力が掛かるが、基準地震動Ssによりゲートが外れることはない。また、基準地震動Ssによる地震荷重、静水圧及び動水圧（スロッシング荷重）を考慮しても、強度上問題ないが念のため使用済燃料ピットゲートが外れた場合の評価を行う。</p>	<p>設備の相違</p> <p>記載方針の相違</p>

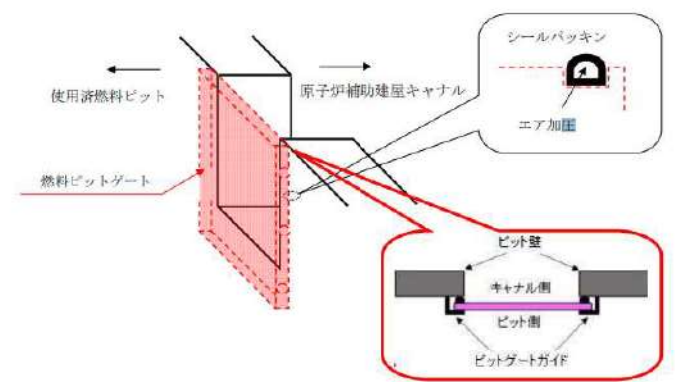
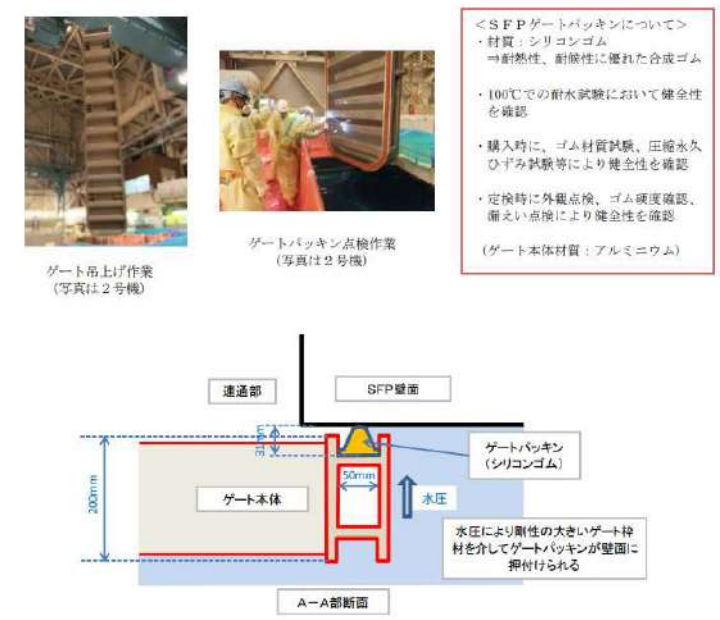
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
	<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="text-align: center;">  <p>ゲートの設置状況</p> </div> <div style="text-align: center;">  <p>ゲートバッキンの装着状況</p> </div> </div> <div style="text-align: center; margin-top: 20px;">  <p>図1 SFPゲートの概要</p> </div>	

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

7.3.1. 想定事故1 (添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について)

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>シールパッキン エア加圧</p> <p>使用済燃料ピット 原子炉補助建屋キャナル 燃料ピットゲート</p> <p>ピット壁 キャナル側 ピット側 ピットゲートガイド</p> <p>2. ゲートパッキンの構造、材質、信頼性等について</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・構造：ゲートパッキンの構造について次頁に示す。</li> <li>・材質：EPDM (エチレン・プロピレン・ジエンゴム)</li> <li>・信頼性等：</li> </ul> <p>ゲートパッキンの保全状況</p> <p>(1) 毎定検、燃料取扱機械設備定期点検工事中において、ゲート使用前に外観目視点検・パッキン(正式名：インフラシール)の漏えい確認を実施し、ゲート及びパッキンの健全性を確認、信頼性を担保している。</p> <p>(2) 点検にて劣化の兆候が見られれば取替を行うこととしている。</p> <p>(3) ゲートパッキンの点検頻度及び取替実績</p> <p>現在の原子炉長期停止状態においては、燃料ピットゲート使用の都度点検を行っている。また、大阪3、4号炉におけるゲートパッキンの取替実績は以下のとおりであり、運転開始以降それぞれ1回ずつである。</p> <p>大阪3号炉：平成18年度(10月～12月)                  大阪4号炉：平成19年度(5月～7月)</p>	 <p>ゲート吊上げ作業 (写真は2号機)</p> <p>ゲートパッキン点検作業 (写真は2号機)</p> <p>＜SFPゲートパッキンについて＞                  ・材質：シリコンゴム                  ⇒耐熱性、耐酸性に優れた合成ゴム                  ・100℃での耐水試験において健全性を確認                  ・購入時に、ゴム材質試験、圧縮永久ひずみ試験等により健全性を確認                  ・定検時に外観点検、ゴム硬度確認、漏えい点検により健全性を確認                  (ゲート本体材質：アルミニウム)</p> <p>連通部 SFP壁面 ゲートパッキン(シリコンゴム) ゲート本体 水圧 A-A断面</p> <p>図2 ゲートパッキンの概要</p> <p>2. ゲートパッキンの構造、材質、信頼性等について</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・構造：ゲートパッキンの構造について次頁に示す。</li> <li>・材質：シリコンゴム</li> <li>・信頼性等：</li> </ul> <p>ゲートパッキンの保全状況</p> <p>(1) 毎定検、FH/Bゲート点検において、ゲート使用前に外観目視点検・パッキン硬度測定及び、ピットの水張、水抜き時に漏えい確認を実施し、ゲート及びパッキンの健全性を確認、信頼性を担保している。</p> <p>(2) 点検にて劣化の兆候が見られれば取替を行うこととしている。</p> <p>(3) ゲートパッキンの点検頻度及び取替実績</p> <p>現在の原子炉長期停止状態においては、使用済燃料ピットゲート使用の都度点検を行っている。また、泊3号炉におけるゲートパッキンの取替実績はなし。</p>	<p>設備名称の相違 設計の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>設備の相違</p>

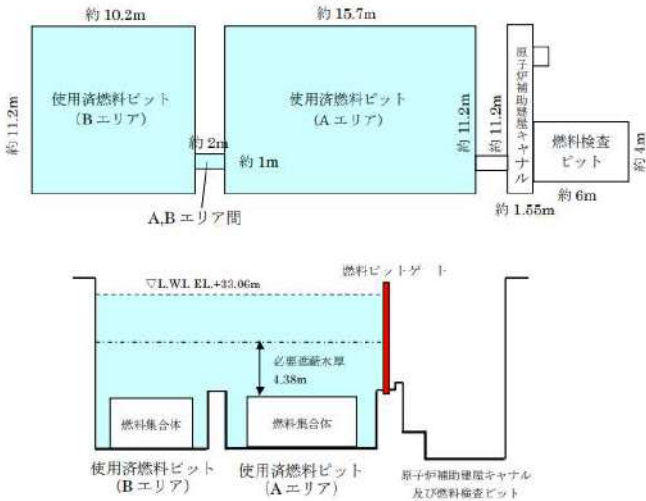
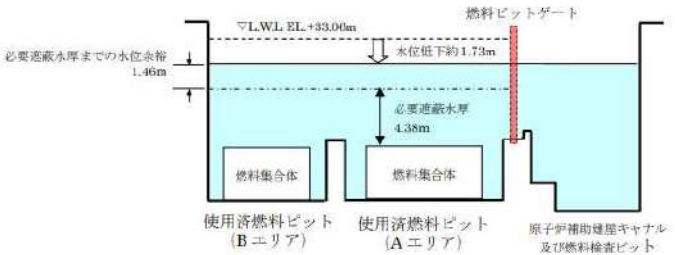
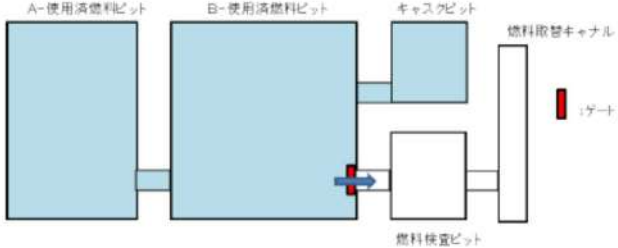
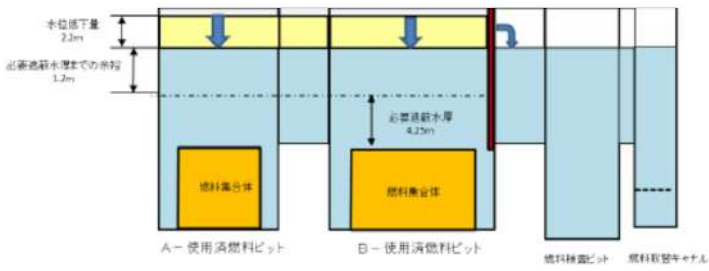
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">燃料ピットゲートパッキンの構造、材質</p> <p>1. 構造</p> <p>【SFPゲート】</p> <p>【パッキン詳細図】</p> <p>約44 約32 パッキン加圧(N<sub>2</sub>) パッキン</p> <p>【パッキン詳細】 材質: EPDM</p> <p>【機能】 パッキン内は空であり、内部にN<sub>2</sub>を加圧(約0.18MPa)し使用する。</p> <p>位置決めピン 壁 ラック</p> <p>約7990 約1240 前面より 側面より</p> <p>パッキン 取付側</p> <p>ゲート 壁 約1240</p> <p>（パッキンはめ込み溝拡大図）</p> <p>壁 パッキン ゲート 約1160 約40</p> <p>2. パッキン写真</p> <p>【ゲート保管状態】</p> <p>【ゲート上部】</p> <p>【ゲート上部: 拡大】</p> <p>パッキン加圧ライン(N<sub>2</sub>) パッキン</p>	<p style="text-align: center;">図3 使用済燃料ピットゲートパッキンの構造、材質</p> <p>【SFPゲート】</p> <p>約8000 約1240 前面より 側面より</p> <p>パッキン 取付側</p> <p>位置決めピン 壁 ラック</p> <p>【パッキン詳細図】</p> <p>約31 パッキン</p> <p>【パッキン詳細】 材質: シリコン</p> <p>（パッキンはめ込み溝拡大図）</p> <p>壁 パッキン ゲート 約1240</p> <p>図3 使用済燃料ピットゲートパッキンの構造、材質</p> <p>【ゲート保管状態】</p> <p>【ゲート上部】</p> <p>【ゲート上部: 拡大】</p> <p>パッキン</p> <p>図4 パッキンの写真</p>	<p>設備の相違</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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">2. 燃料ピットゲートが外れた場合の評価</p> <p>燃料ピットゲートについては、使用済燃料ピットから原子炉補助建屋キャナルへの流路に設けられたラックに取めるタイプであり、地震発生時でも外れることはないが、万一、燃料ピットゲートが外れることにより使用済燃料ピット水が原子炉補助建屋キャナル側に流出した場合の水位の評価を参考を実施した。</p> <p>(1) 使用済燃料ピット水位低下量</p> <p>① 初期状態</p>  <p>② 燃料ピットゲートが外れた後の状態</p> 	<p style="text-align: center;">2. 使用済燃料ピットゲートが外れた場合の評価</p> <p>使用済燃料ピットゲートについては、使用済燃料ピットから燃料検査ピットへの流路に設けられたラックに取めるタイプであり、地震発生時でも外れることはないが、万一、使用済燃料ピットゲートが外れることにより使用済燃料ピット水が燃料検査ピット側に流出した場合の水位の評価を参考を実施した。</p> <p>(1) 使用済燃料ピット水位低下量</p>  <p style="text-align: center;">図5 使用済燃料ピットの平面図</p>  <p style="text-align: center;">図6 使用済燃料ピットの断面図</p>	



泊発電所 3号炉 有効性評価 比較表

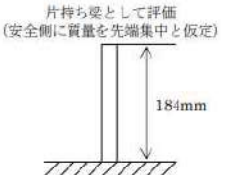
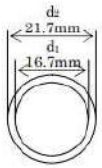
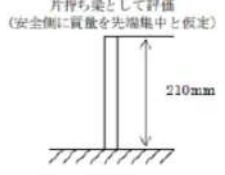

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<p>(2) 評価結果</p> <p>使用済燃料ピットから原子炉補助建屋キャナル側へ流れ込んだ場合、水位が約 1.73m 低下するが、必要遮蔽水厚を確保できることから、線量率は十分低く維持され、燃料集合体の健全性も問題ない。</p> <p>また、燃料ピットゲートが外れた後、冷却機能が停止した場合の沸騰までの時間は約 35 時間、水位が 1.46m 低下するまでの時間は約 4.0 日間であり、送水車による代替注水までの時間的余裕は確保されている。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>(2) 評価結果</p> <p>使用済燃料ピットから原子炉補助建屋キャナル側へ流れ込んだ場合、水位が 2.2m 低下するが、必要遮蔽水厚を確保できることから、線量率は十分低く維持され、燃料集合体の健全性も問題ない。</p> <p>また、燃料ピットゲートが外れた後、冷却機能が停止した場合の沸騰までの時間は約 13 時間、水位が 1.2m*低下するまでの時間は約 1.1 日間であり、送水車による代替注水までの時間的余裕は確保されている。</p> <p>※ 使用済燃料ピットゲートが外れ 2.2m 水位が低下した後から必要遮蔽水厚までに、水位は約 1.17m 低下するが、安全側に 1.2m の低下とする。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>評価結果の相違</p> <p>・「遮蔽設計基準値に達するまでの水位低下量」について、泊は遮蔽設計基準値となる水位より保守的に高い水位を設定している</p>

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

7.3.1. 想定事故1 (添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について)

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">サイフォンブレーカの閉塞の可能性について <span style="float: right;">参考3</span></p> <p>大阪3、4号炉使用済燃料ピット入口配管に設置されたサイフォンブレーカの概略図及び写真を添付資料 7.3.1.2-27 以降に示す。当該サイフォンブレーカは、使用済燃料ピット入口配管に設置された管であり、以下に示すとおり耐震性も含めて機器、弁類等の故障及び人的過誤の余地のないサイフォンブレーカであることから、その効果を考慮できる。</p> <p>1. 地震による影響</p> <p>サイフォンブレーカが取り付けられている使用済燃料ピット入口配管は十分な耐震性を有しており、地震による影響はない。</p> <p>大阪3、4号炉Aエリアのサイフォンブレーカの耐震性確認結果を以下に示す。</p> <p>[配管仕様]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>口径 21.7mm、肉厚 2.5mm (SUS304TP)</li> <li>配管長 (最大 (3号炉)) : 184mm</li> <li>質量 : <math>1.32\text{kg/m} \times 184 \times 10^{-3}\text{m} = 0.3\text{kg}</math></li> </ul> <div style="text-align: center;">  </div> <p>[付加重量]</p> <p>水中での運動であるため、その運動に伴って周囲の水も移動することから付加重量を考慮する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>付加重量 : <math>\pi \times \rho \times (d_2/2)^2 \times 184</math> (機械工学便覧による)  <math>= \pi \times 1 \times 10^6 \times (21.7/2)^2 \times 184 = 0.069\text{kg}</math></li> <li>配管内の水重量 : <math>\rho (1 \times 10^{-6}\text{kg/mm}^3) \times \pi (16.7/2)^2 \times 184 = 0.041\text{kg}</math></li> <li>合計 : <math>0.069 + 0.041 = 0.2\text{kg}</math> を配管質量に付加する。              よって、配管質量を <math>0.3 + 0.2 = 0.5\text{kg}</math> として評価する。</li> </ul> <p>[加速度]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Ss地震動 (3連動) の最大床応答加速度 = 1.94G (E.L.+33.6m)</li> </ul> <p>[自重+付加重量+Ss地震による発生応力]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>荷重(F) = <math>0.5\text{kg} \times 9.80665</math> (重力加速度) <math>\times (1.0\text{G} + 1.94\text{G}) = 14.5\text{N}</math></li> <li>モーメント(M) = <math>14.5\text{N} \times 184\text{mm} = 2,668.0\text{N}\cdot\text{mm}</math></li> </ul> <div style="text-align: center;">  </div>	<p style="text-align: center;">サイフォンブレーカの閉塞の可能性について <span style="float: right;">参考4</span></p> <p>泊3号炉使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管に設置されたサイフォンブレーカの設置場所及び写真を添付資料 7.3.1.2-40 に示す。当該サイフォンブレーカは、使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管に設置された管であり、以下に示すとおり耐震性も含めて機器、弁類等の故障及び人的過誤の余地のないサイフォンブレーカであることから、その効果を考慮できる。</p> <p>1. 地震による影響</p> <p>サイフォンブレーカが取り付けられている使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管は十分な耐震性を有しており、地震による影響はない。</p> <p>泊3号炉A、B-使用済燃料ピットのサイフォンブレーカの耐震性確認結果を以下に示す。</p> <p>[配管仕様]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>外径 21.7mm、肉厚 2.5mm (SUS304TP-S)</li> <li>配管長 (A、B-使用済燃料ピット) : 210mm</li> <li>質量 : <math>1.21\text{kg/m} \times 210 \times 10^{-3}\text{m} = 0.3\text{kg}</math></li> </ul> <div style="text-align: center;">  </div> <p>[付加質量]</p> <p>水中での運動であるため、その運動に伴って周囲の水も移動することから付加質量を考慮する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>付加質量 : <math>\pi \times \rho \times (d_2/2)^2 \times 210</math> (機械工学便覧による)  <math>= \pi \times 1 \times 10^6 \times (21.7/2)^2 \times 210 = 0.078\text{kg}</math></li> <li>(<math>\rho</math>: 水の密度)</li> <li>配管内の水質量 : <math>\rho (1 \times 10^{-6}\text{kg/mm}^3) \times \pi (16.7/2)^2 \times 210 = 0.046\text{kg}</math></li> <li>(<math>\rho</math>: 水の密度)</li> <li>合計 : <math>0.078 + 0.046 = 0.114 \rightarrow 0.2\text{kg}</math> を配管質量に付加する。              よって、配管質量を <math>0.3 + 0.2 = 0.5\text{kg}</math> として評価する。</li> </ul> <p>[加速度]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Ss地震動のうち (Ss1、Ss3-1、Ss3-2、Ss3-3、Ss3-4) の最大床応答加速度 = 1.19G (T.P. 33.1m)</li> </ul> <p>[自重+付加質量+Ss地震による発生応力]</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>荷重(F) = <math>0.5\text{kg} \times 9.80665</math> (重力加速度) <math>\times (1.0\text{G} + 1.19\text{G}) = 10.8\text{N}</math></li> <li>モーメント(M) = <math>10.8\text{N} \times 210\text{mm} = 2,268.0\text{N}\cdot\text{mm}</math></li> </ul> <div style="text-align: center;">  </div>	<p>設計の相違</p>

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

7.3.1. 想定事故1 (添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について)

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>・ 断面係数(Z) = <math>\pi(d_2^4 - d_1^4) / 32d_2 = \pi(21.7^4 - 16.7^4) / (32 \times 21.7)</math>                      = 651.2mm<sup>3</sup></p> <p>・ 発生応力(<math>\sigma</math>) = <math>M/Z = 2,668.0 / 651.2 = 4.1\text{MPa}</math></p> <p>[許容引張応力]</p> <p>・ 122MPa (設計・建設規格付録材料図表 Part5 表 5, 100℃の値)</p> <p>サイフォンブレイカの許容引張応力が 122MPa であるのに対して、Ss 地震動による発生応力は 4.1MPa であるため、サイフォンブレイカは Ss 地震動に対して十分な余裕を持った耐震性を有する。                      なお、現実的には水中では抵抗により加速度の減衰効果があるため、上記評価は安全側の評価となる。(添 4.1.2-26~添 4.1.2-27 参照)</p> <p>2. 人的過誤、故障による影響</p> <p>サイフォンブレイカの構成機器は管のみであり、弁類等は設置していないことから、人的過誤や故障によりその機能を喪失することはない。使用済燃料ピット入口配管のサイフォン現象による漏洩が発生した場合にも、運転員による操作は不要であり、使用済燃料ピットの水位がサイフォンブレイカ開口部高さまで低下すればその効果を発揮する。</p> <p>3. 異物による閉塞</p> <p>サイフォンブレイカには通常時には母管側から使用済燃料ピット側に向けて冷却水が常時流れていること、及び使用済燃料ピット出口配管吸込部にはサイフォンブレイカ内径 16.7mm より細かい穴径 12mm のストレーナが設置されていることから、異物により閉塞することはない。なお、使用済燃料ピットエリアについては、異物管理実施要領に基づき、異物の発生、混入を防止するための管理を適切に実施しているため、異物の混入はない。</p> <p>4. 落下物による影響</p> <p>A エリアのサイフォンブレイカは大部分が使用済燃料ピットの躯体コンクリートに埋設され、外部に露出しているのは出口端部の使用済燃料ピット壁面から 18cm 程度のわずかな部分であり、B エリアのサイフォンブレイカは使用済燃料ピット入口配管上の 13cm 程度のわずかな枝管であることから、落下物による影響が発生する可能性は極めて小さい。</p> <p>仮に上部からの落下物により曲げ変形が生じた場合を想定しても、一定の剛性を有する鋼管に曲げ変形が生じる場合、断面は楕円形状を保持したまま変形するため、極端に座屈変形して流路が完全に閉塞することはないと考える。空気の通り道がわずかにでもあればサイフォンブレイカは機能する。</p> <p>なお、周辺設備は自らの損傷、転倒、落下等により使用済燃料ピットの安全機能が損なわれないよう隔離をとり配置されている。そのような配置が困難である場合は、S クラス相当の構造強度を持た</p>	<p>・ 断面係数(Z) = <math>\pi(d_2^4 - d_1^4) / 32d_2 = \pi(21.7^4 - 16.7^4) / (32 \times 21.7)</math>                      = 651.2mm<sup>3</sup></p> <p>・ 発生応力(<math>\sigma</math>) = <math>M/Z = 2,268.0 / 651.2 = 3.5\text{MPa}</math></p> <p>[許容引張応力]</p> <p>・ 122MPa (設計・建設規格付録材料図表 Part5 表 5, 100℃の値)</p> <p>サイフォンブレイカの許容引張応力が 122MPa であるのに対して、Ss 地震動による発生応力は 3.5MPa であるため、サイフォンブレイカは Ss 地震動に対して十分な余裕を持った耐震性を有する。                      なお、現実的には水中では抵抗により加速度の減衰効果があるため、上記評価は安全側の評価となる。(添 7.3.1.2-38~添 7.3.1.2-39 参照)</p> <p>2. 人的過誤、故障による影響</p> <p>サイフォンブレイカの構成機器は管のみであり、弁類等は設置していないことから、人的過誤や故障によりその機能を喪失することはない。使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管のサイフォン現象による漏洩が発生した場合にも、運転員による操作は不要であり、使用済燃料ピットの水位がサイフォンブレイカ開口部高さまで低下すればその効果を発揮する。</p> <p>3. 異物による閉塞</p> <p>サイフォンブレイカには通常時には母管側から使用済燃料ピット側に向けて冷却水が常時流れていること、及び使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管吸込部にはサイフォンブレイカ内径 16.7mm より細かいメッシュ間隔 約 4.7mm のストレーナが設置されていることから、異物により閉塞することはない。なお、使用済燃料ピットエリアについては、異物管理実施要領に基づき、異物の発生、混入を防止するための管理を適切に実施しているため、異物の混入はない。</p> <p>4. 落下物による影響</p> <p>サイフォンブレイカは大部分が使用済燃料ピットの躯体コンクリートに埋設され、外部に露出しているのは出口端部の使用済燃料ピット壁面から 約 15cm のわずかな部分であり、落下物による影響が発生する可能性は極めて小さい。</p> <p>仮に上部からの落下物により曲げ変形が生じた場合を想定しても、一定の剛性を有する鋼管に曲げ変形が生じる場合、断面は楕円形状を保持したまま変形するため、極端に座屈変形して流路が完全に閉塞することはないと考える。空気の通り道がわずかにでもあればサイフォンブレイカは機能する。</p> <p>なお、周辺設備は自らの損傷、転倒、落下等により使用済燃料ピットの安全機能が損なわれないよう隔離をとり配置されている。そのような配置が困難である場合は、S クラス相当の構造強度を持た</p>	<p>設計の相違</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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<p>せる等の方策により、波及的影響の発生を防止していることから、落下物による影響は考えられない。</p> <p>5. 通水状況の確認</p> <p>上記のとおりサイフォンブレイカは閉塞することはないと考えられるが、念のため、通常運転時においても定期的に（1週間に1回程度）閉塞していないことを確認することとする。使用済燃料ピットは常時冷却されており、使用済燃料ピット入口配管から使用済燃料ピットに水が流入すると同時にサイフォンブレイカからも使用済燃料ピットに水が流入する。サイフォンブレイカから水が出ていることは、添付写真に示すとおり目視により確認できる。これによりサイフォンブレイカが閉塞していないことを確認する。</p>	<p>せる等の方策により、波及的影響の発生を防止していることから、落下物による影響は考えられない。</p> <p>5. 通水状況の確認</p> <p>上記のとおりサイフォンブレイカは閉塞することはないと考えられるが、念のため、通常運転時においても定期的に（1週間に1回）閉塞していないことを確認することとする。使用済燃料ピットは常時冷却されており、使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管から使用済燃料ピットに水が流入すると同時にサイフォンブレイカからも使用済燃料ピットに水が流入する。サイフォンブレイカから水が出ていることは、図4に示すとおり器具により確認できる。これによりサイフォンブレイカの閉塞が疑われる場合は、器具を用いて閉塞していないことを確認する。</p>	<p>記載方針の相違</p> <p>・泊は水流が肉眼で確認できないため、閉塞が疑われる場合は器具を用いて水流を確認する</p>

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

7.3.1. 想定事故1 (添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について)

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>サイフォンブレーカの応力評価における気中と水中での減衰定数の違いについて</p> <p>添4.1.2-23～添4.1.2-24において、サイフォンブレーカ（配管）のSs地震動に対する耐震強度を評価し、許容応力以内であることを確認している。</p> <p>この評価では、片持ち梁モデルの先端に集中質量を仮定し、Ss地震動での最大床応答加速度 <b>1.94G</b> (E.L. +33.6m) が加わった場合の配管固定部のモーメントによる最大発生応力を評価しており、評価質量については、水中であることを考慮して、配管自身の質量に内包する水の質量と水中での振動時に考慮する付加質量分を加えたものとしている。</p> <p>ここで、地震時の水中での振動挙動においては、水の抵抗に係る流体減衰の効果が考えられるが、本評価では、保守的にこれを考慮していない。</p> <p>静止流体中の物体の流体減衰評価における減衰効果付与分については、以下のとおりとなる。</p> <p>サイフォンブレーカを水中における円柱構造物と仮定し、一般的に静止流体中で物体が振動するときを仮定する（図1）。このとき、物体は流体から力を受けるため、運動方程式は式（1）で示すことができる。</p> <div style="text-align: center;">  </div> <p>図1. 水中での円柱構造物の振動イメージ (上から見た図)</p> $m\ddot{y} + c\dot{y} + ky = F \dots\dots\dots (1)$ <p>ここで、m：構造物の質量              c：構造物の減衰定数              k：構造物の剛性              F：構造物が流体から受ける力</p> <p>一方、Fは円柱の場合式（2）のように表される。</p> $F = \frac{1}{2} \rho C_D D (-\dot{y})   -\dot{y}   + \rho C_m S (-\ddot{y}) \dots\dots\dots (2)$ <p>ここで、C<sub>D</sub>：抗力係数              D：円柱直径              C<sub>m</sub>：付加質量係数              S：円柱断面積</p>	<p>サイフォンブレーカの応力評価における気中と水中での減衰定数の違いについて</p> <p>添7.3.1.2-35～添7.3.1.2-36において、サイフォンブレーカ（配管）のSs地震動に対する耐震強度を評価し、許容応力以内であることを確認している。</p> <p>この評価では、片持ち梁モデルの先端に集中質量を仮定し、Ss地震動での最大床応答加速度 <b>1.19G</b> (T.P. 33.1m) が加わった場合の配管固定部のモーメントによる最大発生応力を評価しており、評価質量については、水中であることを考慮して、配管自身の質量に内包する水の質量と水中での振動時に考慮する付加質量分を加えたものとしている。</p> <p>ここで、地震時の水中での振動挙動においては、水の抵抗に係る流体減衰の効果が考えられるが、本評価では、保守的にこれを考慮していない。</p> <p>静止流体中の物体の流体減衰評価における減衰効果付与分については、以下のとおりとなる。</p> <p>サイフォンブレーカを水中における円柱構造物と仮定し、一般的に静止流体中で物体が振動するときを仮定する（図3）。このとき、物体は流体から力を受けるため、運動方程式は式（1）で示すことができる。</p> <div style="text-align: center;">  </div> <p>図3. 水中での円柱構造物の振動イメージ (上から見た図)</p> $m\ddot{y} + c\dot{y} + ky = F \dots\dots\dots (1)$ <p>ここで、m：構造物の質量              c：構造物の減衰定数              k：構造物の剛性              F：構造物が流体から受ける力</p> <p>一方、Fは円柱の場合式（2）のように表される。</p> $F = \frac{1}{2} \rho C_D D (-\dot{y})   -\dot{y}   + \rho C_m S (-\ddot{y}) \dots\dots\dots (2)$ <p>ここで、C<sub>D</sub>：抗力係数              D：円柱直径              C<sub>m</sub>：付加質量係数              S：円柱断面積</p>	<p>設計の相違</p>

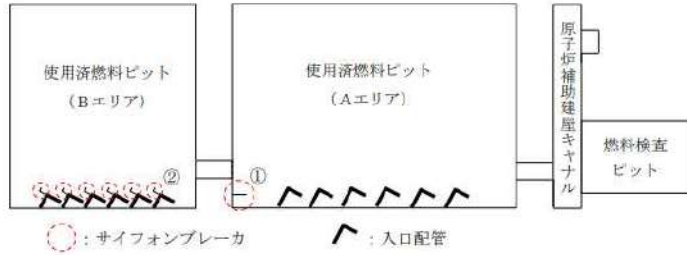
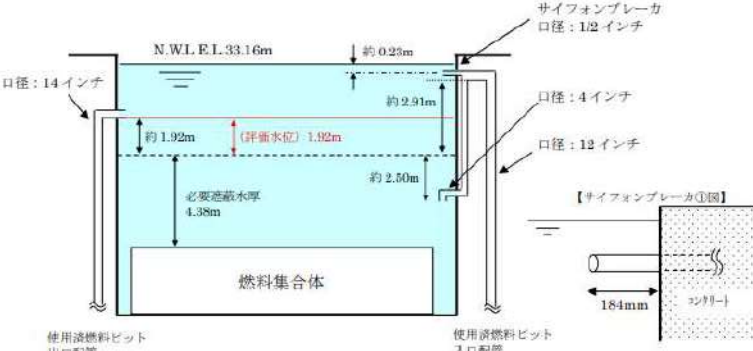

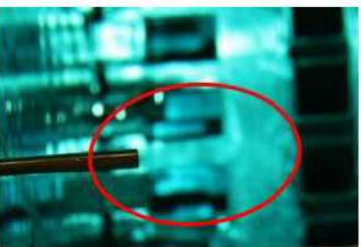
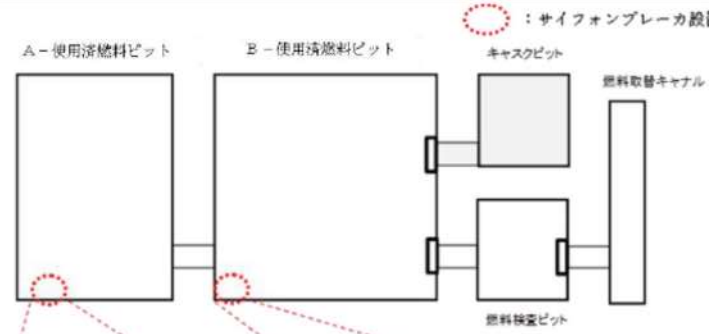
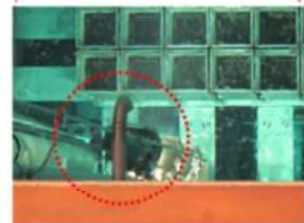


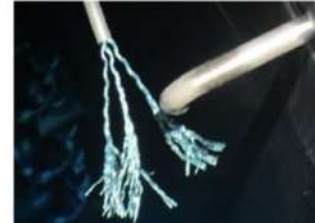
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1 (添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について)

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ここで、<math>(-\rho C_m S \ddot{y})</math> を <math>(-m \ddot{y})</math> と書き表すと、<math>m'</math> は円柱の付加質量となる。  <math>m' = \rho C_m S</math> とおくと、式 (1)、式 (2) より、  <math display="block">(m+m')\ddot{y} + (c + \frac{1}{2} \rho C_D D  \dot{y} ) \dot{y} + ky = 0</math>                     となる。気中における振動に比較し、水中での振動では、“<math>\frac{1}{2} \rho C_D D  \dot{y} </math>” 分の減衰効果が付与されることになる。(JSME S012 配管内円柱状構造物の流力振動評価指針)</p> <p>(流体減衰効果の概略評価)                      サイフォンブレーカの流体減衰のおよその効果の程度を以下のとおり概略評価した。                      サイフォンブレーカの配管質量を先端に集中させた片持ち梁と仮定すると、構造物の減衰定数を次のとおり算出することができる。</p> <p>構造物の減衰定数：<math>c = 2\sqrt{m \cdot k} \cdot h = 11.37 \text{Ns/m}</math>                      質量 <math>m</math> : 0.5kg                      剛性 (片持ち梁剛性) <math>k = \frac{3EI}{l^3}</math> : 646,905N/m                      ヤング率 <math>E</math> : <math>1.90 \times 10^{11} \text{N/m}^2</math>                      断面二次モーメント <math>I</math> : <math>7.07 \times 10^{-9} \text{m}^4</math>                      梁の長さ <math>l</math> : 0.184m                      減衰比 <math>h</math> : 0.01 (1%と仮定)</p> <p>一方、振動速度を仮定して、流体による減衰定数を評価すると次のとおり算出される。                      流体による減衰定数：<math>c_w = \frac{1}{2} \rho C_D D  \dot{y}  = 1.10 \text{Ns/m}</math>                      水の密度 <math>\rho</math> : 1,000kg/m<sup>3</sup>                      抗力係数 <math>C_D</math> : 1.0 (機械工学便覧による)                      配管口径 <math>D</math> : 0.0217m                      振動速度 <math> \dot{y} </math> : 振動数 30Hz で梁の先端が最大加振加速度 1.94G で振動すると仮定すると、最大振動速度 <math>v = 1.94 \times 9.80665 / (2\pi \times 30) = 0.101 \text{m/s}</math></p> <p>流体による抵抗力 <math>F_w</math> は、上記の最大振動速度のときとすると次のとおり算出できる。  <math display="block">F_w = c_w v = 0.111 \text{N}</math>                     以上のことから、構造減衰に対して流体減衰の影響が有意 (<math>c_w/c \times 100 = 9.7\%</math>) であることが確認できる。</p>	<p>ここで、<math>(-\rho C_m S \ddot{y})</math> を <math>(-m' \ddot{y})</math> と書き表すと、<math>m'</math> は円柱の付加質量となる。<math>m' = \rho C_m S</math> とおくと、式 (1)、式 (2) より、  <math display="block">(m+m')\ddot{y} + (c + \frac{1}{2} \rho C_D D  \dot{y} ) \dot{y} + ky = 0 \dots\dots\dots (3)</math>                     となる。気中における振動に比較し、水中での振動では、“<math>\frac{1}{2} \rho C_D D  \dot{y} </math>” 分の減衰効果が付与されることになる。(JSME S012 配管内円柱状構造物の流力振動評価指針)</p> <p>(流体減衰効果の概略評価)                      サイフォンブレーカの流体減衰のおよその効果の程度を以下のとおり概略評価した。                      サイフォンブレーカの配管質量を先端に集中させた片持ち梁と仮定すると、構造物の減衰定数を次のとおり算出することができる。</p> <p>構造物の減衰定数：<math>c = 2\sqrt{m \cdot k} \cdot h = 9.33 \text{Ns/m}</math>                      質量 <math>m</math> : 0.5kg                      剛性 (片持ち梁剛性) <math>k = \frac{3EI}{l^3}</math> : 435,147N/m                      ヤング率 <math>E</math> : <math>1.90 \times 10^{11} \text{N/m}^2</math>                      断面二次モーメント <math>I</math> : <math>7.07 \times 10^{-9} \text{m}^4</math>                      梁の長さ : 0.210m                      減衰比 <math>h</math> : 0.01 (1%と仮定)</p> <p>一方、振動速度を仮定して、流体による減衰定数を評価すると次のとおり算出される。                      流体による減衰定数：<math>c_w = \frac{1}{2} \rho C_D D  \dot{y}  = 0.67 \text{Ns/m}</math>                      水の密度 <math>\rho</math> : 1000kg/m<sup>3</sup>                      抗力係数 <math>C_D</math> : 1.0 (機械工学便覧による)                      配管外径 <math>D</math> : 0.0217m                      振動速度 <math> \dot{y} </math> : 振動数 30Hz で梁の先端が最大加振加速度 1.19G で振動すると仮定すると、<math>v = 1.19 \times 9.80665 / (2\pi \times 30) = 0.062 \text{m/s}</math></p> <p>流体による抵抗力 <math>F_w</math> は、上記の最大振動速度のときとすると次のとおり算出できる。  <math display="block">F_w = c_w v = 0.042 \text{N}</math>                     以上のことから、構造減衰に対して流体減衰の影響が有意 (<math>c_w/c \times 100 = 7.2\%</math>) であることが確認できる。</p>	<p>設計の相違</p>

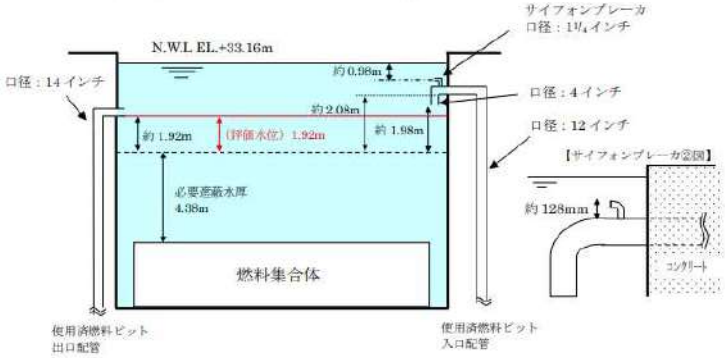


赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1 (添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について)

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>○ 大阪3、4号炉サイフォンブレーカ配置 (平面図：3号炉、4号炉共に同じ配置)</p>  <p>○ 大阪3、4号炉Aエリア (サイフォンブレーカ①)</p>  <p>【サイフォンブレーカ①写真】 大阪3号炉の例</p>  <p>【サイフォンブレーカ①からの水流によるゆらぎ】 大阪3号炉の例</p> 	<p>○ 泊3号炉サイフォンブレーカ設置場所</p>   <p>A-使用済燃料ピット</p>  <p>B-使用済燃料ピット</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin: 10px 0;"> <p>サイフォンブレーカ仕様              配管材質：SUS304TP              サイズ：外径φ21.7mm、内径φ16.7mm、厚さ2.5mm</p> </div>  <p>水流確認器具</p>  <p>水流の確認</p> <p>図4 泊3号機 使用済燃料ピット概略図</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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>○ 大阪3、4号炉Bエリア（サイフォンブレイカ②）</p>  <p>【サイフォンブレイカ②写真】 大阪3号炉の例</p>  <p>【サイフォンブレイカ②からの水流によるゆらぎ】 大阪3号炉の例</p>  <p>以上</p>	<p>以上</p>	<p>相違理由</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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																										
<p style="text-align: right;">参考4</p> <p style="text-align: center;">使用済燃料ピットの初期水位・水温について</p> <p>使用済燃料ピットの水位低下時間評価における初期水位、初期水温は、それぞれ実運用及び実測値を踏まえ設定したものである。以下に初期水位、初期水温の条件設定の考え方を示す。</p> <p>1. 初期水位                      使用済燃料ピット水位は、水位低警報設定値（N.W.L-0.10m：E.L.+33.06m）を下回らないよう、通常はN.W.L-0.05mを目安に運用管理している。                      よって、実運用において使用済燃料ピット水位が水位低警報設定値を下回ることはないが、評価上は安全側の評価として、初期水位を水位低警報設定値より約0.19m低いE.L.+32.87mとして評価している。</p> <p>2. 初期水温                      使用済燃料ピットの初期水温は、燃料取出完了後の使用済燃料ピット水温の実測値に基づき設定した。至近の大飯3、4号炉における燃料取出完了後の水温実績値を以下に示す。</p> <p style="text-align: center;">○大飯3号炉 <span style="float: right;">(単位：℃)</span></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td>定検回数 (燃料取出完了日)</td> <td>第13回 (H20.2.11)</td> <td>第14回 (H21.11.9)</td> <td>第15回 (H23.3.27)</td> <td>第16回 (H25.9.13)</td> </tr> <tr> <td>Aエリア</td> <td>28.6</td> <td>36.5</td> <td>27.2</td> <td>43.3</td> </tr> <tr> <td>Bエリア</td> <td>28.1</td> <td>35.9</td> <td>26.7</td> <td>43.0</td> </tr> </table> <p style="text-align: center;">○大飯4号炉 <span style="float: right;">(単位：℃)</span></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td>定検回数 (燃料取出完了日)</td> <td>第12回 (H20.9.29)</td> <td>第13回 (H22.2.17)</td> <td>第14回 (H23.8.1)</td> <td>第15回 (H25.9.27)</td> </tr> <tr> <td>Aエリア</td> <td>37.4</td> <td>33.2</td> <td>42.4</td> <td>39.5</td> </tr> <tr> <td>Bエリア</td> <td>37.1</td> <td>32.9</td> <td>42.1</td> <td>39.2</td> </tr> </table> <p>以上に示すとおり、燃料取出完了後の使用済燃料ピット水温の最高値は約26℃～約43℃の間で分布しており、初期温度を40℃とすることは妥当である。</p>	定検回数 (燃料取出完了日)	第13回 (H20.2.11)	第14回 (H21.11.9)	第15回 (H23.3.27)	第16回 (H25.9.13)	Aエリア	28.6	36.5	27.2	43.3	Bエリア	28.1	35.9	26.7	43.0	定検回数 (燃料取出完了日)	第12回 (H20.9.29)	第13回 (H22.2.17)	第14回 (H23.8.1)	第15回 (H25.9.27)	Aエリア	37.4	33.2	42.4	39.5	Bエリア	37.1	32.9	42.1	39.2	<p style="text-align: right;">参考5</p> <p style="text-align: center;">使用済燃料ピットの初期水位、初期水温設定について</p> <p>使用済燃料ピットの水位低下時間評価における初期水位、初期水温は、それぞれ実運用及び実測値を踏まえ設定したものである。以下に初期水位、初期水温の条件設定の考え方を示す。</p> <p>1. 初期水位                      使用済燃料ピット水位は、水位低警報（NWL-0.08m：T.P.32.58m）を下回らないよう、通常は水位NWL±0.05mを目安に管理運用している。                      よって、最適評価として初期水位をNWLに設定した。</p> <p>2. 初期水温                      使用済燃料ピットの初期水温は、燃料取出完了後の使用済燃料ピット水温の実測値に基づき設定した。至近の泊1、2、3号炉における燃料取出完了後の水温実測値の最高値を以下に示す。</p> <p style="text-align: center;">表1 各号機のSFP水温（運転中、定検中）</p> <p>a. 泊発電所3号機(定検中) <span style="float: right;">(運転中(参考))</span></p> <table border="1" style="width: 50%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td>定検回数 (年度)</td> <td>1回 (2011)</td> <td>2回 (2012)</td> </tr> <tr> <td>SFP水温</td> <td>21.8</td> <td>29.5</td> </tr> </table> <table border="1" style="width: 50%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td>年</td> <td>2009</td> <td>2010</td> <td>2011</td> <td>2012</td> </tr> <tr> <td>SFP水温</td> <td>25.1</td> <td>25.9</td> <td>26.3</td> <td>12.2</td> </tr> </table> <p>b. 泊発電所1号機(定検中) <span style="float: right;">(運転中(参考))</span></p> <table border="1" style="width: 50%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td>定検回数 (年度)</td> <td>14回 (2007)</td> <td>15回 (2008)</td> <td>16回 (2009)</td> <td>17回 (2011)</td> </tr> <tr> <td>SFP水温</td> <td>25.0</td> <td>35.0</td> <td>23.5</td> <td>31.8</td> </tr> </table> <table border="1" style="width: 50%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td>年</td> <td>2007</td> <td>2008</td> <td>2009</td> <td>2010</td> <td>2011</td> </tr> <tr> <td>SFP水温</td> <td>31.5</td> <td>26.0</td> <td>27.5</td> <td>33.5</td> <td>15.0</td> </tr> </table> <p>c. 泊発電所2号機(定検中) <span style="float: right;">(運転中(参考))</span></p> <table border="1" style="width: 50%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td>定検回数 (年度)</td> <td>13回 (2008)</td> <td>14回 (2009)</td> <td>15回 (2010)</td> <td>16回 (2011)</td> </tr> <tr> <td>SFP水温</td> <td>31.5</td> <td>24.5</td> <td>29.0</td> <td>43.0</td> </tr> </table> <table border="1" style="width: 50%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr> <td>年</td> <td>2007</td> <td>2008</td> <td>2009</td> <td>2010</td> <td>2011</td> </tr> <tr> <td>SFP水温</td> <td>29.0</td> <td>29.0</td> <td>30.0</td> <td>32.0</td> <td>29.0</td> </tr> </table> <p>以上に示すとおり、燃料取出完了後の使用済燃料ピット水温の最高値は約21℃～約43℃の間で分布しており、初期温度を40℃とすることは妥当である。                      また、運転中のSFP水温の最高値は約12℃～34℃の間で分布しており、初期温度を30℃に設定した。</p>	定検回数 (年度)	1回 (2011)	2回 (2012)	SFP水温	21.8	29.5	年	2009	2010	2011	2012	SFP水温	25.1	25.9	26.3	12.2	定検回数 (年度)	14回 (2007)	15回 (2008)	16回 (2009)	17回 (2011)	SFP水温	25.0	35.0	23.5	31.8	年	2007	2008	2009	2010	2011	SFP水温	31.5	26.0	27.5	33.5	15.0	定検回数 (年度)	13回 (2008)	14回 (2009)	15回 (2010)	16回 (2011)	SFP水温	31.5	24.5	29.0	43.0	年	2007	2008	2009	2010	2011	SFP水温	29.0	29.0	30.0	32.0	29.0	<p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>記載方針の相違</p>
定検回数 (燃料取出完了日)	第13回 (H20.2.11)	第14回 (H21.11.9)	第15回 (H23.3.27)	第16回 (H25.9.13)																																																																																								
Aエリア	28.6	36.5	27.2	43.3																																																																																								
Bエリア	28.1	35.9	26.7	43.0																																																																																								
定検回数 (燃料取出完了日)	第12回 (H20.9.29)	第13回 (H22.2.17)	第14回 (H23.8.1)	第15回 (H25.9.27)																																																																																								
Aエリア	37.4	33.2	42.4	39.5																																																																																								
Bエリア	37.1	32.9	42.1	39.2																																																																																								
定検回数 (年度)	1回 (2011)	2回 (2012)																																																																																										
SFP水温	21.8	29.5																																																																																										
年	2009	2010	2011	2012																																																																																								
SFP水温	25.1	25.9	26.3	12.2																																																																																								
定検回数 (年度)	14回 (2007)	15回 (2008)	16回 (2009)	17回 (2011)																																																																																								
SFP水温	25.0	35.0	23.5	31.8																																																																																								
年	2007	2008	2009	2010	2011																																																																																							
SFP水温	31.5	26.0	27.5	33.5	15.0																																																																																							
定検回数 (年度)	13回 (2008)	14回 (2009)	15回 (2010)	16回 (2011)																																																																																								
SFP水温	31.5	24.5	29.0	43.0																																																																																								
年	2007	2008	2009	2010	2011																																																																																							
SFP水温	29.0	29.0	30.0	32.0	29.0																																																																																							

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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>なお、使用済燃料ピット温度の測定点は使用済燃料ピット上部であるが、作業環境等が維持されていることを確認するために適した測定点として設定している。使用済燃料ピット冷却器によって冷却された水が使用済燃料ピット入口配管により使用済燃料ピット下部に導入されること、ラック上端よりも上部の使用済燃料ピット保有水が全体の保有水量の大部分を占めること等を考慮すると、使用済燃料ピットの水位低下時間における初期水温として、上記水温実績を用いることは妥当であると考えられる。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>なお、使用済燃料ピット温度の測定点は使用済燃料ピット上部であるが、作業環境等が維持されていることを確認するために適した測定点として設定している。使用済燃料ピット冷却器によって冷却された水が使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管により使用済燃料ピット下部に導入されること、ラック上端よりも上部の使用済燃料ピット保有水が全体の保有水量の大部分を占めること等を考慮すると、使用済燃料ピットの水位低下時間における初期水温として、上記水温実績を用いることは妥当であると考えられる。</p> <p style="text-align: right;">以上</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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【該当する資料無し】</p>	<p style="text-align: right;">参考6</p> <p style="text-align: center;">外部電源の有無の影響について</p> <p>使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性評価について、外部電源を喪失した場合の影響を確認した。</p> <p>1. 使用済燃料ピットの監視機器について                  使用済燃料ピットの有効性評価において使用する以下の監視機器等の電源は、（5）及び（6）を除き計装用電源に接続されている。                  （1）使用済燃料ピット水位（AM用）（2個）                  （2）使用済燃料ピット温度（AM用）（2個）                  （3）使用済燃料ピット監視カメラ（1個）                  （4）使用済燃料ピットエリアモニタ（1個）                  （5）使用済燃料ピット可搬型エリアモニタ（1個）                  （6）使用済燃料ピット監視カメラ空冷装置（1台）                  外部電源が喪失した場合でも、（1）～（4）の監視機器には計装用電源に接続する蓄電池及び自動起動するディーゼル発電機より電源供給が行われるため、監視機器による使用済燃料ピット水位・水温等の継続監視が可能である。また、（5）可搬型モニタはバッテリー駆動及び自動起動するディーゼル発電機より電源供給が行われ、（6）使用済燃料ピット監視カメラ空冷装置は自動起動するディーゼル発電機より電源供給が行われるため、外部電源喪失の影響はない。</p> <p>2. 使用済燃料ピットへの給水について                  使用済燃料ピットへの給水作業に使用する設備は、可搬型大型送水ポンプ車、可搬型ホース延長・回収車（送水車用）及び可搬型ホースである。可搬型大型送水ポンプ車及び可搬型ホース延長・回収車（送水車用）は軽油を燃料とするエンジン駆動であり、可搬型ホース敷設・接続作業及び給水作業において、外部電源喪失の影響は無い。</p> <p>3. 燃料取扱棟の照明について                  燃料取扱棟の照明は、外部電源が喪失した場合でも全消灯とはならず、その後ディーゼル発電機の自動起動により照明の約30%が復旧し、カメラ監視及び給水作業に必要な照度は確保される。</p> <p>4. 燃料取扱中の外部電源喪失について                  使用済燃料ピットで燃料取扱（吊上げ）中に外部電源喪失又は全交流動力電源喪失が発生した場合、使用済燃料ピットクレーンのホイストは燃料保持のためロックされ、燃料は吊上げ状態のまま落下することなく安全に保持される。                  仮にこの状態で使用済燃料ピットの冷却機能及び補給水機能喪失事象、又は使用済燃料ピット冷</p>	<p>記載内容の相違</p>

泊発電所 3号炉 有効性評価 比較表

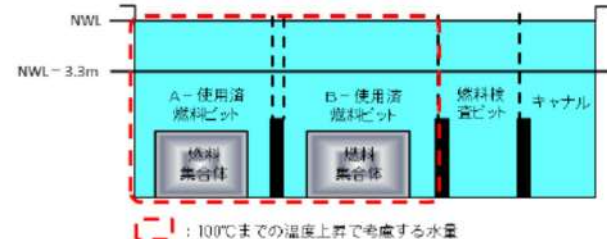
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
	<p>却系配管破断が発生した場合、クレーンの電源は常用系のためディーゼル発電機又は代替非常用発電機からの給電は見込めないことから、事前に準備しておく仮設の発電機から使用済燃料ピットクレーンへ電源供給を行い、吊上げ状態の燃料をすみやかにラックへ収容する。</p> <p>仮設の発電機からクレーン電源盤までのケーブル引き回し・接続及び燃料のラック収容までの作業時間は約 80 分であるが、水位低下時間がより厳しい想定事故2においても事象発生 80 分後のピット水温上昇は 20℃程度であり、吊上げ中の燃料を安全にラックへ収容することが可能である。</p> <p>以上より、外部電源喪失と同時にピットの冷却機能喪失等の事象が発生した場合においても、使用済燃料ピット水位・水温等の監視及びピットへの給水作業は可能であること、また、仮に燃料取扱中であつた場合でも、燃料を安全にラックへ収容できることから、今回の使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性評価は妥当である。</p>	

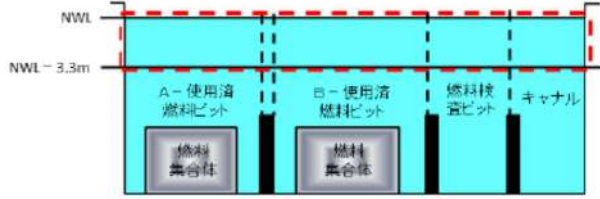
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由																
<p>【該当する資料無し】</p>	<p>使用済燃料ピットの水位低下時間評価の保守性について <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">参考 7</span></p> <p>有効性評価における使用済燃料ピット水位低下時間評価は、沸騰までの評価結果が厳しくなるように片側のピットに発熱量の高い燃料を選択的に貯蔵した状態を想定し、A、B-使用済燃料ピット、燃料取替チャンネル及び燃料検査ピット相互の保有水の混合は考慮しないで評価している。</p> <p>ここでは、沸騰するまでの評価でA、B-使用済燃料ピットを平均化した場合の沸騰までの時間及び水位が NWL-3.3m まで低下する時間を評価し、有効性評価の水位低下時間の保守性を確認する。</p> <p>1. 想定事故 1</p> <p>(1) SFP の水（初期水温 40℃）が 100℃に到達するまでの時間をA、B-使用済燃料ピット合計水量で評価した結果、約 10.2 時間となる。</p> <p style="text-align: center;">表 1 100℃到達時間評価結果</p> <table border="1" data-bbox="1120 670 1881 917"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="2">水量</th> <th rowspan="2">崩壊熱</th> <th rowspan="2">評価結果</th> </tr> <tr> <th>各ピット</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A-使用済燃料ピット</td> <td>約 720m<sup>3</sup></td> <td rowspan="2">約 1,760m<sup>3</sup></td> <td rowspan="2">11.508MW</td> <td rowspan="3">約 10.2 時間</td> </tr> <tr> <td>B-使用済燃料ピット</td> <td>約 1,030m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>A、B-使用済燃料ピット間</td> <td>約 10m<sup>3</sup></td> </tr> </tbody> </table> <div style="text-align: center;">  <p>図 1 使用済燃料ピット断面図</p> </div>		水量		崩壊熱	評価結果	各ピット	合計	A-使用済燃料ピット	約 720m <sup>3</sup>	約 1,760m <sup>3</sup>	11.508MW	約 10.2 時間	B-使用済燃料ピット	約 1,030m <sup>3</sup>	A、B-使用済燃料ピット間	約 10m <sup>3</sup>	<p>記載内容の相違</p>
	水量		崩壊熱	評価結果														
	各ピット	合計																
A-使用済燃料ピット	約 720m <sup>3</sup>	約 1,760m <sup>3</sup>	11.508MW	約 10.2 時間														
B-使用済燃料ピット	約 1,030m <sup>3</sup>																	
A、B-使用済燃料ピット間	約 10m <sup>3</sup>																	

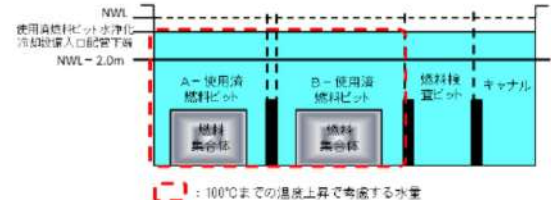
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																					
	<p>(2) SFP水の100℃到達後、蒸発により水位がNWL-3.3mまで低下するまでの時間は、NWL-3.3mまでの水量より評価した結果、約32.8時間となる。</p> <p style="text-align: center;">表2 評価結果のまとめ</p> <table border="1" data-bbox="1137 308 1883 683"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th>評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="2">3.3m分の評価水量</td> <td>約630m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td rowspan="5"></td> <td>A-使用済燃料ピット</td> <td>約210m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>B-使用済燃料ピット</td> <td>約310m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>A、B-使用済燃料ピット間</td> <td>約5m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>燃料取替チャンネル</td> <td>約45m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>燃料検査ピット</td> <td>約60m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>崩壊熱による蒸発水量</td> <td>約19.16m<sup>3</sup>/h</td> </tr> <tr> <td>3.3m水位低下時間</td> <td>約32.8時間</td> </tr> </tbody> </table> <div style="text-align: center;">  <p>図2 使用済燃料ピット断面図</p> <p>■ : 蒸発時間評価で考慮する水量</p> </div> <p>(1)、(2)より事象発生から水位がNWL-3.3mまで低下する時間は約10.2時間+約32.8時間=約43.0時間(約1.7日)となり、想定事故1における評価結果約1.6日に保守性があることを確認した。</p>			評価結果	3.3m分の評価水量		約630m <sup>3</sup>		A-使用済燃料ピット	約210m <sup>3</sup>	B-使用済燃料ピット	約310m <sup>3</sup>	A、B-使用済燃料ピット間	約5m <sup>3</sup>	燃料取替チャンネル	約45m <sup>3</sup>	燃料検査ピット	約60m <sup>3</sup>	崩壊熱による蒸発水量	約19.16m <sup>3</sup> /h	3.3m水位低下時間	約32.8時間	
		評価結果																					
3.3m分の評価水量		約630m <sup>3</sup>																					
	A-使用済燃料ピット	約210m <sup>3</sup>																					
	B-使用済燃料ピット	約310m <sup>3</sup>																					
	A、B-使用済燃料ピット間	約5m <sup>3</sup>																					
	燃料取替チャンネル	約45m <sup>3</sup>																					
	燃料検査ピット	約60m <sup>3</sup>																					
崩壊熱による蒸発水量	約19.16m <sup>3</sup> /h																						
3.3m水位低下時間	約32.8時間																						

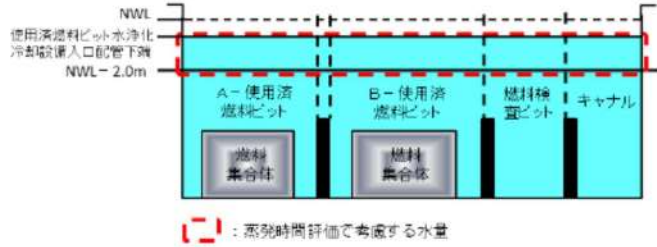
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																							
	<p>2. 想定事故2</p> <p>(1) SFPの水（初期水温 40℃）が100℃に到達するまでの時間をA、B-使用済燃料ピット合計水量で評価した結果、約 8.9 時間となる。</p> <p>表3 100℃到達時間評価結果</p> <table border="1" data-bbox="1176 303 1803 510"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th colspan="2">水量</th> <th rowspan="2">崩壊熱</th> <th rowspan="2">評価結果</th> </tr> <tr> <th>各ピット</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A-使用済燃料ピット</td> <td>約 630m<sup>3</sup></td> <td rowspan="3">約 1,538m<sup>3</sup></td> <td rowspan="3">11.508MW</td> <td rowspan="3">約 8.9 時間</td> </tr> <tr> <td>B-使用済燃料ピット</td> <td>約 900m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>A、B-使用済燃料ピット間</td> <td>約 8m<sup>3</sup></td> </tr> </tbody> </table>  <p>図3 使用済燃料ピット断面図</p> <p>(2) SFP水の100℃到達後、蒸発により水位が2.0m低下する時間は、約 18.8 時間となる。</p> <p>表4 評価結果のまとめ</p> <table border="1" data-bbox="1153 925 1870 1276"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th>評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="2">2.0m 分の評価水量</td> <td>約 362m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td rowspan="5"></td> <td>A-使用済燃料ピット</td> <td>約 120m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>B-使用済燃料ピット</td> <td>約 180m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>A、Bピット-使用済燃料間</td> <td>約 3m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>燃料取替チャンネル</td> <td>約 36m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>燃料検査ピット</td> <td>約 23m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td colspan="2">崩壊熱による蒸発水量</td> <td>約 19.16m<sup>3</sup>/h</td> </tr> <tr> <td colspan="2">2.0m 水位低下時間</td> <td>約 18.8 時間</td> </tr> </tbody> </table>		水量		崩壊熱	評価結果	各ピット	合計	A-使用済燃料ピット	約 630m <sup>3</sup>	約 1,538m <sup>3</sup>	11.508MW	約 8.9 時間	B-使用済燃料ピット	約 900m <sup>3</sup>	A、B-使用済燃料ピット間	約 8m <sup>3</sup>			評価結果	2.0m 分の評価水量		約 362m <sup>3</sup>		A-使用済燃料ピット	約 120m <sup>3</sup>	B-使用済燃料ピット	約 180m <sup>3</sup>	A、Bピット-使用済燃料間	約 3m <sup>3</sup>	燃料取替チャンネル	約 36m <sup>3</sup>	燃料検査ピット	約 23m <sup>3</sup>	崩壊熱による蒸発水量		約 19.16m <sup>3</sup> /h	2.0m 水位低下時間		約 18.8 時間	
	水量		崩壊熱	評価結果																																					
	各ピット	合計																																							
A-使用済燃料ピット	約 630m <sup>3</sup>	約 1,538m <sup>3</sup>	11.508MW	約 8.9 時間																																					
B-使用済燃料ピット	約 900m <sup>3</sup>																																								
A、B-使用済燃料ピット間	約 8m <sup>3</sup>																																								
		評価結果																																							
2.0m 分の評価水量		約 362m <sup>3</sup>																																							
	A-使用済燃料ピット	約 120m <sup>3</sup>																																							
	B-使用済燃料ピット	約 180m <sup>3</sup>																																							
	A、Bピット-使用済燃料間	約 3m <sup>3</sup>																																							
	燃料取替チャンネル	約 36m <sup>3</sup>																																							
	燃料検査ピット	約 23m <sup>3</sup>																																							
崩壊熱による蒸発水量		約 19.16m <sup>3</sup> /h																																							
2.0m 水位低下時間		約 18.8 時間																																							

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.2 使用済燃料ピットの水位低下及び遮蔽に関する評価について）

大阪発電所 3 / 4号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
	 <p>図4 使用済燃料ピット断面図</p> <p>(1)、(2)よりA、B-使用済燃料ピットを平均化した場合を評価したところ、水位が2.0m低下する時間は約27.7時間（約1.1日）となり、有効性評価の想定事故2における評価結果約1.0日に保守性があることを確認した。</p>	



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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.3 安定状態について）

大阪発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 4.1.3</p> <p style="text-align: center;"><u>安定状態について</u></p> <p>想定事故1（使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障）時の安定状態については以下のとおり。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>使用済燃料ピット安定状態：送水車を使った注水により使用済燃料ピット水位が回復、維持され、温度が安定した状態</p> <p><u>使用済燃料ピット安定状態の確立について</u></p> <p>事象発生の5.2時間後に燃料頂部より7.38mの水位から注水流量25m<sup>3</sup>/h（送水車）で注水することで、事象発生の約9.1時間後に通常水位に回復、維持できる。この使用済燃料ピット水位及び温度が安定した時点安定状態とする。</p> <p>また、使用済燃料ピットへの注水が行われなかった場合、事象発生の約12時間後に100℃に到達するが、蒸散量（19.44m<sup>3</sup>/h）に対し、注水流量25m<sup>3</sup>/h（送水車）で注水可能であることから、使用済燃料ピット水位及び温度を回復、維持できる。</p> <p><b>【計算】</b></p> <p>注水開始の約3.9時間後で補給完了となる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 通常水位までの注水量：約97m<sup>3</sup></li> <li>・ 注水流量：25m<sup>3</sup>/h（送水車）</li> </ul> <p>以上のことから、送水車による注水準備完了時間の5.2時間に注水時間約3.9時間を足した時間の事象発生の約9.1時間後に安定状態となる。</p> <p>※ 注水に寄与する水量は、SFP、FH/Bチャンネル及び検査ピット換気を考慮</p> <p>&lt;参考&gt;</p> <p>最も厳しい状況を仮定した場合の安定状態までに必要な時間</p> <p><b>【事故の仮定】</b></p> <p>事故発生後、送水車による補給準備が完了した時点（事象発生の5.2時間後）のピット水位が使用済燃料ピットポンプ出口配管下盤まで低下したと仮定。</p> <p><b>【計算】</b></p> <p>補給開始後約82.2時間で補給完了となる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 通常水位までの補給量：約457m<sup>3</sup></li> <li>・ 蒸散量：19.44m<sup>3</sup>/h</li> <li>・ 注水流量：25m<sup>3</sup>/h（送水車ポンプ）</li> </ul> <p>以上のことから、送水車による注水準備完了時間5.2時間に補給時間約82.2時間を足した時間の事象発生の約87.4時間後に安定状態とする。</p> </div>	<p style="text-align: center;">添付資料 4.1.4</p> <p style="text-align: center;"><u>安定状態について</u></p> <p>想定事故1（燃料プールの冷却機能喪失及び注水機能喪失）の安定状態については以下のとおり。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>燃料プール安定状態：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燃料プールへの注水により、燃料プール水位を回復・維持することで、燃料の冠水、放射線遮蔽及び未臨界が維持され、燃料プールの保有水の水温が安定し、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><b>【安定状態の確立について】</b></p> <p><u>燃料プールの安定状態の確立について</u></p> <p>燃料プール代替注水系（可搬型）を用いた燃料プールへの注水を実施することで、燃料プール水位が回復、維持され、燃料プールの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が確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p><b>【安定状態の維持について】</b></p> <p>上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。</p> <p>また、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水を継続し、残留熱除去系又は燃料プール冷却浄化系を復旧し、復旧後は復水補給水系等によりスキマサージタンクへの補給を実施する。燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって、安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.1.1 別紙1）</p> </div>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.3.1.3</p> <p style="text-align: center;"><u>安定状態について</u></p> <p>想定事故1（使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故）の安定状態については以下のとおり。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>使用済燃料ピット安定状態：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使用済燃料ピットへの注水により、使用済燃料ピット水位を回復・維持することで、燃料の冠水、放射線遮蔽及び未臨界が維持され、使用済燃料ピットの保有水の温度が安定し、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><b>【安定状態の確立について】</b></p> <p><u>使用済燃料ピットの安定状態の確立について</u></p> <p>可搬型大型送水ポンプ車を用いた使用済燃料ピットへの注水を実施することで、使用済燃料ピット水位が回復、維持され、使用済燃料ピットの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が確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p><b>【安定状態の維持について】</b></p> <p>上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。</p> <p>また、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水を継続し、使用済燃料ピット冷却系を復旧し、復旧後は燃料代替注水系等により使用済燃料ピットへの補給を実施する。使用済燃料ピットの保有水を使用済燃料ピット冷却系により冷却することによって、安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。</p> </div>	

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故1））

項目	評価条件	添付資料	評価項目となるパラメータ	評価項目となるパラメータに与える影響
運転条件	約1,100MPa	約1,200MPa	燃料プール水位及びプレアータートの状態に含まれる。	燃料プール水位が低下すると、プレアータートに燃料が溜まり、燃料が加熱されて水蒸気となり、プレアータートに溜まる。燃料が溜まることで、プレアータートの温度が上昇し、燃料が沸騰し、プレアータートの圧力が上昇する。プレアータートの圧力が上昇すると、プレアータートの構造が損傷を受け、プレアータートが破損する可能性がある。プレアータートの破損により、燃料が漏れ出し、炉内への燃料供給が停止する可能性がある。
燃料プール水位	約1,100MPa	約1,200MPa	燃料プール水位及びプレアータートの状態に含まれる。	燃料プール水位が低下すると、プレアータートに燃料が溜まり、燃料が加熱されて水蒸気となり、プレアータートに溜まる。燃料が溜まることで、プレアータートの温度が上昇し、燃料が沸騰し、プレアータートの圧力が上昇する。プレアータートの圧力が上昇すると、プレアータートの構造が損傷を受け、プレアータートが破損する可能性がある。プレアータートの破損により、燃料が漏れ出し、炉内への燃料供給が停止する可能性がある。
燃料プール水位	約1,100MPa	約1,200MPa	燃料プール水位及びプレアータートの状態に含まれる。	燃料プール水位が低下すると、プレアータートに燃料が溜まり、燃料が加熱されて水蒸気となり、プレアータートに溜まる。燃料が溜まることで、プレアータートの温度が上昇し、燃料が沸騰し、プレアータートの圧力が上昇する。プレアータートの圧力が上昇すると、プレアータートの構造が損傷を受け、プレアータートが破損する可能性がある。プレアータートの破損により、燃料が漏れ出し、炉内への燃料供給が停止する可能性がある。

添付資料 4.1.8

評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故1）

表1 評価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（想定事故1）（1/4）

項目	評価条件	添付資料	評価項目となるパラメータ	評価項目となるパラメータに与える影響
燃料プール水位	約1,100MPa	約1,200MPa	燃料プール水位及びプレアータートの状態に含まれる。	燃料プール水位が低下すると、プレアータートに燃料が溜まり、燃料が加熱されて水蒸気となり、プレアータートに溜まる。燃料が溜まることで、プレアータートの温度が上昇し、燃料が沸騰し、プレアータートの圧力が上昇する。プレアータートの圧力が上昇すると、プレアータートの構造が損傷を受け、プレアータートが破損する可能性がある。プレアータートの破損により、燃料が漏れ出し、炉内への燃料供給が停止する可能性がある。
燃料プール水位	約1,100MPa	約1,200MPa	燃料プール水位及びプレアータートの状態に含まれる。	燃料プール水位が低下すると、プレアータートに燃料が溜まり、燃料が加熱されて水蒸気となり、プレアータートに溜まる。燃料が溜まることで、プレアータートの温度が上昇し、燃料が沸騰し、プレアータートの圧力が上昇する。プレアータートの圧力が上昇すると、プレアータートの構造が損傷を受け、プレアータートが破損する可能性がある。プレアータートの破損により、燃料が漏れ出し、炉内への燃料供給が停止する可能性がある。
燃料プール水位	約1,100MPa	約1,200MPa	燃料プール水位及びプレアータートの状態に含まれる。	燃料プール水位が低下すると、プレアータートに燃料が溜まり、燃料が加熱されて水蒸気となり、プレアータートに溜まる。燃料が溜まることで、プレアータートの温度が上昇し、燃料が沸騰し、プレアータートの圧力が上昇する。プレアータートの圧力が上昇すると、プレアータートの構造が損傷を受け、プレアータートが破損する可能性がある。プレアータートの破損により、燃料が漏れ出し、炉内への燃料供給が停止する可能性がある。

項目	評価条件	添付資料	評価項目となるパラメータ	評価項目となるパラメータに与える影響
燃料プール水位	約1,100MPa	約1,200MPa	燃料プール水位及びプレアータートの状態に含まれる。	燃料プール水位が低下すると、プレアータートに燃料が溜まり、燃料が加熱されて水蒸気となり、プレアータートに溜まる。燃料が溜まることで、プレアータートの温度が上昇し、燃料が沸騰し、プレアータートの圧力が上昇する。プレアータートの圧力が上昇すると、プレアータートの構造が損傷を受け、プレアータートが破損する可能性がある。プレアータートの破損により、燃料が漏れ出し、炉内への燃料供給が停止する可能性がある。
燃料プール水位	約1,100MPa	約1,200MPa	燃料プール水位及びプレアータートの状態に含まれる。	燃料プール水位が低下すると、プレアータートに燃料が溜まり、燃料が加熱されて水蒸気となり、プレアータートに溜まる。燃料が溜まることで、プレアータートの温度が上昇し、燃料が沸騰し、プレアータートの圧力が上昇する。プレアータートの圧力が上昇すると、プレアータートの構造が損傷を受け、プレアータートが破損する可能性がある。プレアータートの破損により、燃料が漏れ出し、炉内への燃料供給が停止する可能性がある。
燃料プール水位	約1,100MPa	約1,200MPa	燃料プール水位及びプレアータートの状態に含まれる。	燃料プール水位が低下すると、プレアータートに燃料が溜まり、燃料が加熱されて水蒸気となり、プレアータートに溜まる。燃料が溜まることで、プレアータートの温度が上昇し、燃料が沸騰し、プレアータートの圧力が上昇する。プレアータートの圧力が上昇すると、プレアータートの構造が損傷を受け、プレアータートが破損する可能性がある。プレアータートの破損により、燃料が漏れ出し、炉内への燃料供給が停止する可能性がある。

7.3.1. 想定事故1 (添付資料 7.3.1.4 評価条件の不確かさの影響評価について (想定事故1))

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

大阪発電所3 / 4号炉

項目	評価条件 (評価、事故及び機器劣化)	評価条件の考え方	運転員等稼働時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響
運転員等稼働時間による影響	使用燃料ピット水位低下 高炉水位低下	使用燃料ピット水位低下及び高炉水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。	運転員等稼働時間による影響は少ない。	運転員等稼働時間による影響は少ない。
運転員等稼働時間による影響	外置電源	外置電源がない場合は、事故発生時に必要な電力を供給する必要がある。運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。	外置電源がない場合は、事故発生時に必要な電力を供給する必要がある。運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。	外置電源がない場合は、事故発生時に必要な電力を供給する必要がある。運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。
運転員等稼働時間による影響	燃料ピット水位低下	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。
運転員等稼働時間による影響	燃料ピット水位低下	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。

女川原子力発電所2号

項目	評価条件 (評価、事故及び機器劣化)	条件設定の考え方	運転員等稼働時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響
初期条件	燃料ピット水位低下	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。
運転員等稼働時間による影響	燃料ピット水位低下	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。
運転員等稼働時間による影響	燃料ピット水位低下	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。
運転員等稼働時間による影響	燃料ピット水位低下	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。

表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員等稼働時間及び評価項目となるパラメータによる影響 (想定事故1) (2/4)

泊発電所3号炉

項目	評価条件 (評価、事故及び機器劣化)	条件設定の考え方	運転員等稼働時間による影響	評価項目となるパラメータによる影響
運転員等稼働時間による影響	燃料ピット水位低下	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。
運転員等稼働時間による影響	燃料ピット水位低下	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。
運転員等稼働時間による影響	燃料ピット水位低下	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。
運転員等稼働時間による影響	燃料ピット水位低下	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。	燃料ピット水位低下は、運転員が監視し、必要に応じて対応するものとして設定。

表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員等稼働時間及び評価項目となるパラメータによる影響 (2/2)

相違理由

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故1））

大阪発電所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																							
表1 評価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（想定事故1）（3 / 4）																										
	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th data-bbox="907 1225 1111 1337" rowspan="2">項目</th> <th data-bbox="907 975 1111 1225">評価条件の不確かさ</th> <th data-bbox="907 799 1111 975">最悪条件</th> <th data-bbox="907 544 1111 799">条件設定の考え方</th> <th data-bbox="907 368 1111 544">運転員等操作時間に与える影響</th> <th data-bbox="907 204 1111 368">評価項目となるパラメータに与える影響</th> </tr> <tr> <th data-bbox="1111 1225 1229 1337">初期条件</th> <th data-bbox="1111 975 1229 1225">評価条件</th> <th data-bbox="1111 799 1229 975">最悪条件</th> <th data-bbox="1111 544 1229 799">最悪条件</th> <th data-bbox="1111 204 1229 368">最悪条件</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1111 1225 1229 1337">外部水源の容量</td> <td data-bbox="1111 975 1229 1225">約10,000m<sup>3</sup></td> <td data-bbox="1111 799 1229 975">約10,000m<sup>3</sup>以上 (淡水貯水槽水量)</td> <td data-bbox="1111 544 1229 799">淡水貯水槽の通常時の水量を参考に設定</td> <td data-bbox="1111 368 1229 544">最悪条件とした場合には、評価条件よりも水源容量の余裕が大きくなる。また、事故発生13時間後から大容量淡水ポンプ(サイプ1)による燃料プールへの注水を7日間実施した場合においても淡水貯水槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</td> <td data-bbox="1111 204 1229 368">—</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1111 1225 1229 1337">燃料の容量</td> <td data-bbox="1111 975 1229 1225">約1,055kL</td> <td data-bbox="1111 799 1229 975">約1,055kL以上 (軽油タンク容量 +ガスタービン発電機 +軽油タンク容量)</td> <td data-bbox="1111 544 1229 799">通常時の軽油タンク及びガスタービン発電機軽油タンクの運用値を参考に、高容量条件を包摂できる条件を設定</td> <td data-bbox="1111 368 1229 544">最悪条件とした場合には、評価条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</td> <td data-bbox="1111 204 1229 368">—</td> </tr> </tbody> </table>	項目	評価条件の不確かさ	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	初期条件	評価条件	最悪条件	最悪条件	最悪条件	外部水源の容量	約10,000m <sup>3</sup>	約10,000m <sup>3</sup> 以上 (淡水貯水槽水量)	淡水貯水槽の通常時の水量を参考に設定	最悪条件とした場合には、評価条件よりも水源容量の余裕が大きくなる。また、事故発生13時間後から大容量淡水ポンプ(サイプ1)による燃料プールへの注水を7日間実施した場合においても淡水貯水槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—	燃料の容量	約1,055kL	約1,055kL以上 (軽油タンク容量 +ガスタービン発電機 +軽油タンク容量)	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電機軽油タンクの運用値を参考に、高容量条件を包摂できる条件を設定	最悪条件とした場合には、評価条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—		
			項目	評価条件の不確かさ	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																		
		初期条件		評価条件	最悪条件	最悪条件	最悪条件																			
		外部水源の容量	約10,000m <sup>3</sup>	約10,000m <sup>3</sup> 以上 (淡水貯水槽水量)	淡水貯水槽の通常時の水量を参考に設定	最悪条件とした場合には、評価条件よりも水源容量の余裕が大きくなる。また、事故発生13時間後から大容量淡水ポンプ(サイプ1)による燃料プールへの注水を7日間実施した場合においても淡水貯水槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—																			
燃料の容量	約1,055kL	約1,055kL以上 (軽油タンク容量 +ガスタービン発電機 +軽油タンク容量)	通常時の軽油タンク及びガスタービン発電機軽油タンクの運用値を参考に、高容量条件を包摂できる条件を設定	最悪条件とした場合には、評価条件よりも燃料容量の余裕が大きくなる。また、事故発生直後から最大負荷運転を想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。	—																					

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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故1））

大阪発電所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																								
表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響（想定事故1）（4/4）																											
	<table border="1" data-bbox="862 209 1281 1342"> <thead> <tr> <th data-bbox="862 209 907 1342">項目</th> <th data-bbox="907 209 1003 1342">評価条件「不確かさ」</th> <th data-bbox="1003 209 1048 1342">最悪条件</th> <th data-bbox="1048 209 1131 1342">条件設定の考え方</th> <th data-bbox="1131 209 1214 1342">運転員等操作時間を与える影響</th> <th data-bbox="1214 209 1281 1342">評価項目となるパラメータを与える影響</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="862 1310 907 1342">事故条件</td> <td data-bbox="907 1310 1003 1342">燃料プールの機能及び注水機能喪失</td> <td data-bbox="1003 1310 1048 1342">—</td> <td data-bbox="1048 1310 1131 1342">燃料プールの冷却機能及び注水機能として、燃料プール冷却ポンプ、高圧部除去装置及び復水 復水器等の機能喪失を設定</td> <td data-bbox="1131 1310 1214 1342">—</td> <td data-bbox="1214 1310 1281 1342">—</td> </tr> <tr> <td data-bbox="862 1230 907 1310">外部電源</td> <td data-bbox="907 1230 1003 1310">外部電源なし</td> <td data-bbox="1003 1230 1048 1310">事故毎に変化</td> <td data-bbox="1048 1230 1131 1310">外部電源の有無は事故進展に影響しないことから、買入線の観点で幅広い外部電源なしを設定</td> <td data-bbox="1131 1230 1214 1310">外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事故進展には差はないことから、評価項目となるパラメータを与える影響はない。</td> <td data-bbox="1214 1230 1281 1310">外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事故進展には差はない。</td> </tr> <tr> <td data-bbox="862 1150 907 1230">機器条件</td> <td data-bbox="907 1150 1003 1230">燃料プール代替注水装置（可搬型）</td> <td data-bbox="1003 1150 1048 1230">11km<sup>3</sup>/hで注水</td> <td data-bbox="1048 1150 1131 1230">大容量送水ポンプ（タイプ1）による注水を設定</td> <td data-bbox="1131 1150 1214 1230">評価条件と最悪条件は同様であることから、事故進展に与える影響はなく、運転員等操作時間を与える影響はない。</td> <td data-bbox="1214 1150 1281 1230">評価条件と最悪条件は同様であることから、事故進展に与える影響はなく、運転員等操作時間を与える影響はない。</td> </tr> </tbody> </table>	項目	評価条件「不確かさ」	最悪条件	条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響	事故条件	燃料プールの機能及び注水機能喪失	—	燃料プールの冷却機能及び注水機能として、燃料プール冷却ポンプ、高圧部除去装置及び復水 復水器等の機能喪失を設定	—	—	外部電源	外部電源なし	事故毎に変化	外部電源の有無は事故進展に影響しないことから、買入線の観点で幅広い外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事故進展には差はないことから、評価項目となるパラメータを与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事故進展には差はない。	機器条件	燃料プール代替注水装置（可搬型）	11km <sup>3</sup> /hで注水	大容量送水ポンプ（タイプ1）による注水を設定	評価条件と最悪条件は同様であることから、事故進展に与える影響はなく、運転員等操作時間を与える影響はない。	評価条件と最悪条件は同様であることから、事故進展に与える影響はなく、運転員等操作時間を与える影響はない。		
項目	評価条件「不確かさ」	最悪条件	条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響																						
事故条件	燃料プールの機能及び注水機能喪失	—	燃料プールの冷却機能及び注水機能として、燃料プール冷却ポンプ、高圧部除去装置及び復水 復水器等の機能喪失を設定	—	—																						
外部電源	外部電源なし	事故毎に変化	外部電源の有無は事故進展に影響しないことから、買入線の観点で幅広い外部電源なしを設定	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事故進展には差はないことから、評価項目となるパラメータを与える影響はない。	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事故進展には差はない。																						
機器条件	燃料プール代替注水装置（可搬型）	11km <sup>3</sup> /hで注水	大容量送水ポンプ（タイプ1）による注水を設定	評価条件と最悪条件は同様であることから、事故進展に与える影響はなく、運転員等操作時間を与える影響はない。	評価条件と最悪条件は同様であることから、事故進展に与える影響はなく、運転員等操作時間を与える影響はない。																						



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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故1））

大阪発電所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
表2 運転員寄操作時間に関する影響、評価項目となるべきフェーズに関する影響及び操作時間余裕（想定事故1）（2/2）			
項目	評価条件（評価条件）の正確さの確保に関する事項	評価項目となるべきフェーズ	評価項目となるべきフェーズ
<p>表2-2 運転員寄操作時間に関する影響、評価項目となるべきフェーズに関する影響及び操作時間余裕（想定事故1）（2/2）</p>	<p>運転員寄操作時間の正確さを確保するための事項</p>	<p>運転員寄操作時間の正確さを確保するための事項</p>	<p>運転員寄操作時間の正確さを確保するための事項</p>
	<p>運転員寄操作時間の正確さを確保するための事項</p>	<p>運転員寄操作時間の正確さを確保するための事項</p>	<p>運転員寄操作時間の正確さを確保するための事項</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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.5 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																																															
添付資料 4.1.5	添付資料 7.3.1.5																																																
燃料評価結果について	燃料評価結果について																																																
<p>1. 燃料消費に関する評価</p> <p>想定する事故【想定事故1】</p> <p>プラント状況：3、4号炉 停止中。</p> <p>事象：使用済燃料ビット冷却系及び補給水系の故障は、全ユニット発災を想定する。</p>	<p>1. 燃料消費に関する評価</p> <p>想定する事故【想定事故1】</p>	設計の相違																																															
<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1,770t/h×168h=約297,360t B-DG：燃費約1,770t/h×168h=約297,360t 合計：約594,720t</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1,770t/h×168h=約297,360t B-DG：燃費約1,770t/h×168h=約297,360t 合計：約594,720t</td> </tr> <tr> <td>事象発生直後～7日間 (=168h)</td> <td>緊急時対策用発電機 (3,4号炉用1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約18.1t/h×1台×24h×7日間=約3,041t</td> <td>緊急時対策用発電機 (3,4号炉用予備1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約18.1t/h×1台×24h×7日間=約3,041t</td> </tr> <tr> <td colspan="2">合計</td> <td>7日間 3号炉で消費する重油量 約597,761t</td> <td>7日間 4号炉で消費する重油量 約597,761t</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1,770t/h×168h=約297,360t B-DG：燃費約1,770t/h×168h=約297,360t 合計：約594,720t	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1,770t/h×168h=約297,360t B-DG：燃費約1,770t/h×168h=約297,360t 合計：約594,720t	事象発生直後～7日間 (=168h)	緊急時対策用発電機 (3,4号炉用1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約18.1t/h×1台×24h×7日間=約3,041t	緊急時対策用発電機 (3,4号炉用予備1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約18.1t/h×1台×24h×7日間=約3,041t	合計		7日間 3号炉で消費する重油量 約597,761t	7日間 4号炉で消費する重油量 約597,761t	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)   <math display="block">V^* = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{台}</math> <math display="block">= \frac{5,600 \times 0.2311 \times 168}{825} \times 2 \text{台}</math> <math display="block">= \text{約} 527.1 \text{ kL}</math> </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558.8kL</td> </tr> <tr> <td colspan="2">結果</td> <td>ディーゼル発電機燃料油貯槽(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="1"> <tr> <td>V</td> <td>: 軽油必要容量 (kL)</td> </tr> <tr> <td>N</td> <td>: 発電機定格出力 (kW) = 5,600</td> </tr> <tr> <td>H</td> <td>: 運転時間 (h) = 168 (7日間)</td> </tr> <tr> <td>γ</td> <td>: 燃料油の密度 (kg/kL) = 825</td> </tr> <tr> <td>c</td> <td>: 燃料消費率 (kg/kW-h) = 0.2311</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)  $V^* = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{台}$ $= \frac{5,600 \times 0.2311 \times 168}{825} \times 2 \text{台}$ $= \text{約} 527.1 \text{ kL}$		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558.8kL	結果		ディーゼル発電機燃料油貯槽(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1,770t/h×168h=約297,360t B-DG：燃費約1,770t/h×168h=約297,360t 合計：約594,720t	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1,770t/h×168h=約297,360t B-DG：燃費約1,770t/h×168h=約297,360t 合計：約594,720t																																														
	事象発生直後～7日間 (=168h)	緊急時対策用発電機 (3,4号炉用1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約18.1t/h×1台×24h×7日間=約3,041t	緊急時対策用発電機 (3,4号炉用予備1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約18.1t/h×1台×24h×7日間=約3,041t																																														
合計		7日間 3号炉で消費する重油量 約597,761t	7日間 4号炉で消費する重油量 約597,761t																																														
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)  $V^* = \frac{N \times c \times H}{\gamma} \times 2 \text{台}$ $= \frac{5,600 \times 0.2311 \times 168}{825} \times 2 \text{台}$ $= \text{約} 527.1 \text{ kL}$																																															
		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558.8kL																																															
結果		ディーゼル発電機燃料油貯槽(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																																																
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">燃料種別</th> <th colspan="2">軽油</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>事象発生後 5h 後～事象発生後 7日間 (=163h)</td> <td>3号送水車起動 燃費約21t/h×163h=約3,423t</td> <td>4号送水車起動 燃費約21t/h×163h=約3,423t</td> </tr> <tr> <td>事象発生後 5h 後～事象発生後 7日間 (=163h)</td> <td>3号水中ポンプ起動 燃費約8.5t/h×163h=約1,386t</td> <td>4号水中ポンプ起動 燃費約8.5t/h×163h=約1,386t</td> </tr> <tr> <td colspan="2">合計</td> <td colspan="2">7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約9,618t</td> </tr> <tr> <td colspan="2">結果</td> <td colspan="2">発電所に備蓄している軽油量の合計は21,000tであることから、7日間は十分に対応可能</td> </tr> </tbody> </table>	燃料種別		軽油		号炉		3号炉	4号炉	時系列	事象発生後 5h 後～事象発生後 7日間 (=163h)	3号送水車起動 燃費約21t/h×163h=約3,423t	4号送水車起動 燃費約21t/h×163h=約3,423t	事象発生後 5h 後～事象発生後 7日間 (=163h)	3号水中ポンプ起動 燃費約8.5t/h×163h=約1,386t	4号水中ポンプ起動 燃費約8.5t/h×163h=約1,386t	合計		7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約9,618t		結果		発電所に備蓄している軽油量の合計は21,000tであることから、7日間は十分に対応可能																											
燃料種別		軽油																																															
号炉		3号炉	4号炉																																														
時系列	事象発生後 5h 後～事象発生後 7日間 (=163h)	3号送水車起動 燃費約21t/h×163h=約3,423t	4号送水車起動 燃費約21t/h×163h=約3,423t																																														
	事象発生後 5h 後～事象発生後 7日間 (=163h)	3号水中ポンプ起動 燃費約8.5t/h×163h=約1,386t	4号水中ポンプ起動 燃費約8.5t/h×163h=約1,386t																																														
合計		7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約9,618t																																															
結果		発電所に備蓄している軽油量の合計は21,000tであることから、7日間は十分に対応可能																																															



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

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.6 使用済燃料ピットの状態監視について）

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: right;">添付資料 4.1.1</p> <p style="text-align: center;">燃料プールの状態監視について</p> <p>1. 通常時の監視項目の概要 通常時の燃料プールの関連パラメータについて監視設備、監視方法及び確認頻度を表1に示す。</p> <p>2. 有効性評価 燃料プールの有効性評価における運転員の事象認知について検討した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>想定事故1 燃料プールの冷却機能及び補給水機能の喪失を想定する場合、その機能喪失は各系統の故障警報の発生や、外部電源の喪失などの事象発生に伴う中央制御室の変化により、運転員が事象の発生を認知する。 これらの警報が発生せず、燃料プールの冷却機能が喪失する状況を想定した場合、残留熱系ポンプが通常どおり運転していて、残留熱除去系の熱交換器が機能を発揮していない場合が考えられる。ただし、これらの場合であっても、表1の「燃料プール水温度」にある計器の警報や運転員による1時間毎のパラメータ確認により異常事象の認知が可能である。また、残留熱除去系ポンプが通常通り運転しているため、当該ポンプを用いた燃料プールへの補給が可能であり、想定事故1で想定する燃料プールの冷却機能及び補給水機能の喪失には至らない。</li> <li>想定事故2 燃料プール水の小規模な漏えいが発生して水位が低下する事象においては、水位低下というパラメータの変化に伴い、表1に示す「スキマサージタンクの水位」、「燃料プール水位」、「燃料プールの冷却系の運転状態」等の複数の警報が発生する。 そのため、想定事故2が発生した場合において運転員の認知が出来ないということは考えにくい。</li> </ul> <p>以上より、有効性評価での運転員の事象認知の想定は妥当であると考える。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.3.1.6</p> <p style="text-align: center;">使用済燃料ピットの状態監視について</p> <p>1. 通常時の監視項目の概要 通常時の使用済燃料ピットの関連パラメータについて監視設備、監視方法及び確認頻度を表1に示す。</p> <p>2. 有効性評価における事象発生と運転員の認知について 使用済燃料ピットの有効性評価における運転員の事象認知について検討した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>想定事故1 使用済燃料ピットの冷却機能及び補給水機能の喪失を想定する場合、その機能喪失は各系統の故障警報の発生や、外部電源の喪失などの事象発生に伴う中央制御室の変化により、運転員が事象の発生を認知する。 これらの警報が発生せず、使用済燃料ピットの冷却機能が喪失する状況を想定した場合、使用済燃料ピットポンプが通常どおり運転していて、使用済燃料ピット水浄化冷却設備の熱交換器が機能を発揮していない場合が考えられる。ただし、これらの場合であっても、表1の「使用済燃料ピット温度」にある計器の警報や運転員による1時間毎のパラメータ確認により異常事象の認知が可能である。また、使用済燃料ピットポンプの運転状態にかかわらず2次系純水系統又は燃料取替用水ピットを用いた使用済燃料ピットへの補給が可能であり、想定事故1で想定する使用済燃料ピットの冷却機能及び補給水機能の喪失には至らない。</li> <li>想定事故2 使用済燃料ピット水の小規模な漏えいが発生して水位が低下する事象においては、水位低下というパラメータの変化に伴い、表1に示す「使用済燃料ピット水位」、「使用済燃料ピット水浄化冷却設備の運転状態」等の複数の警報が発生する。 そのため、想定事故2が発生した場合において運転員の認知が出来ないということは考えにくい。</li> </ul> <p>以上より、有効性評価での運転員の事象認知の想定は妥当であると考える。</p>	<p>設備名称の相違</p> <p>設備の相違</p> <p>警報の相違</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）

7.3.1. 想定事故1（添付資料 7.3.1.6 使用済燃料ピットの状態監視について）

表1 通常時の監視項目の概要

女川原子力発電所2号				
項目	監視対象	監視方法	確認頻度	備考
スキマサージタンクの水位	(下線：重大事故等対処設備) ・スキマサージタンク水位	・パラメータ確認	1回/時間(定期検査時) 1回/時間(原子炉運転時)	異常発生に伴う警報確認 ・水位高/低の警報発生時 (スキマサージタンク水位)
燃料プール水位	・燃料貯蔵プール水位 ・使用済燃料プール水位/温度 (ガイトバルス式) ・使用済燃料プール水位/温度 (ヒートサーモ式)	・パラメータ確認 ・現場状態確認	1回/時間(定期検査時) 1回/時間(原子炉運転時) 現場パトロール時(1回/日)	使用済燃料プール監視カメラによる状態確認も可能 ・水位高/低の警報発生時 (燃料貯蔵プール水位) ・水位低又は水位低の警報発生時 (使用済燃料プール水位/温度) (ガイトバルス式)、使用済燃料プール水位/温度(ヒートサーモ式)
燃料プールの冷却系の運転状態	・FPCポンプ入口温度 ・燃料貯蔵プール水温度 ・換気扇排気熱交換器入口温度 ・使用済燃料プール水位/温度 (ガイトバルス式) ・使用済燃料プール水位/温度 (ヒートサーモ式)	・パラメータ確認	1回/時間(定期検査時) 1回/時間(原子炉運転時)	・FPCポンプ入口温度高の警報発生時 (FPCポンプ入口温度) ・温度高の警報発生時 (使用済燃料プール水位/温度) (ガイトバルス式)、使用済燃料プール水位/温度(ヒートサーモ式)
燃料プールの有無	・FPC、RHR、CUWの運転状態 ・プールゲート原子炉ウエル構えい検出装置 ・燃料プールライナードレン構えい検出水位	・現場状態確認	現場パトロール時(1回/日)	・系統故障警報等の発生時
燃料プールエリアの線量率	・燃料貯蔵エリア放射線モニタ ・使用済燃料プール上部空間放射線モニタ(線量率、低線量)	・現場状態確認	1回/時間(定期検査時) 1回/時間(原子炉運転時)	・燃料貯蔵エリア放射線高、使用済燃料プール上部空間放射線モニタ放射線高の警報発生時

表1 通常時の監視項目の概要

泊発電所3号炉				
項目	監視対象	監視方法	確認頻度	備考
使用済燃料ピット水位	(下線：重大事故等対処設備) ・使用済燃料ピット水位 ・使用済燃料ピット水位(AW用)	・パラメータ確認 ・現場状態確認	1回/時間(定期検査時) 1回/時間(原子炉運転時) 現場パトロール時(1回/日)	異常発生に伴う警報確認 ・水位高/低の警報発生時 (使用済燃料ピット水位) 確認も可能
使用済燃料ピット温度	・使用済燃料ピット温度 ・使用済燃料ピット温度(AW用) ・使用済燃料ピット冷却器出口温度	・パラメータ確認 ・現場状態確認	1回/時間(定期検査時) 1回/時間(原子炉運転時) 現場パトロール時(1回/日)	・温度高の警報発生時 (使用済燃料ピット温度)
使用済燃料ピット冷却系の運転状態	・使用済燃料ピット水律化冷却設備の運転状態	・現場状態確認	現場パトロール時(1回/日)	・系統故障警報等の発生時
補機冷却水系の運転状態	・原子炉補機冷却水系統の運転状態	・現場状態確認	現場パトロール時(1回/日)	・系統故障警報等の発生時
補機冷却海水系の運転状態	・原子炉補機冷却海水系統の運転状態	・現場状態確認	現場パトロール時(1回/日)	・系統故障警報等の発生時
漏えいの有無	・使用済燃料ピットライニング漏えい検出水位	・現場状態確認	現場パトロール時(1回/日)	・使用済燃料ピット漏えいの警報発生時
使用済燃料ピットエリアの線量率	・使用済燃料ピットエリアモニタ	・パラメータ確認	1回/時間(定期検査時) 1回/時間(原子炉運転時)	・使用済燃料ピットエリアモニタ(R-5)線量当量率注意、線量当量率高の警報発生時

相違理由

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE732-9 r.9.0
提出年月日	令和5年5月31日

泊発電所3号炉  
重大事故等対策の有効性評価  
比較表

7.3.2 想定事故2

令和5年5月  
北海道電力株式会社

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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p><b>比較結果等を取りまとめた資料</b></p> <p><b>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)</b></p> <p><b>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</b></p> <p>a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし</p> <p>b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし</p> <p>c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの : なし</p> <p>d. 当社が自主的に変更したもの : 下記1件</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・作業性向上の観点から、SFP注水操作開始がSFPの沸騰開始前に可能になるように作業手順及び評価条件の見直しを実施。具体的な変更内容は以下のとおり。                     <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 事象発生から沸騰するまでの時間を評価するピットをA-使用済燃料ピットから実運用を考慮しB-使用済燃料ピットへ変更したため沸騰するまでの時間を約4.2時間から約5.8時間に変更</li> </ul> </li> </ul> <p>【比較表 P8 他】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 沸騰するまでの時間が変更になったことから使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下する時間を約0.9日から約1.0日に変更【比較表 P9 他】</li> <li>✓ 海水から使用済燃料ピットへの注水操作がより早期に実施できるよう着手時間及び対応人数を見直したことで注水準備完了時間を11.3時間後から4.4時間後に変更【比較表 P8 他】</li> <li>✓ 海水から使用済燃料ピットへの注水操作見直しにより、使用済燃料ピットの監視の着手時間の見直し【比較表 P27】</li> </ul> <p><b>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</b></p> <p>a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : なし</p> <p>b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの : 下記1件</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・想定事故2の想定として使用済燃料ピット冷却系配管の破断を選定した検討資料を追加（添付資料7.3.2.5）【比較表 P5】</li> </ul> <p>c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの : なし</p> <p>d. 当社が自主的に変更したもの : なし</p> <p><b>1-3) バックフィット関連事項</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・使用済燃料貯蔵槽から発生する水蒸気による悪影響を防止するための対策（KK6/7知見反映）が関連する。PWRはFH/Bが区画化されており、FH/B内のSA設備は蒸気環境下の健全性を確保する設計としていることから、設備および運用を変更する必要はないが、作業性向上の観点から、SFP注水操作開始がSFPの沸騰開始前に可能になるように作業手順及び評価条件の見直しを実施している。</li> </ul> <p><b>2. 大飯3/4号炉まとめ資料との比較結果の概要</b></p> <p><b>2-1) 泊3号炉の特徴について</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・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）                     <ul style="list-style-type: none"> <li>●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</li> <li>●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</li> <li>●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</li> </ul> </li> </ul>			

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）

7.3.2 想定事故2

大阪発電所3/4号炉		女川原子力発電所2号炉		泊発電所3号炉		相違理由	
<b>2-2) 有効性評価の主な項目</b>							
項目	大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由				
想定事故2の特徴	想定事故2では、使用済燃料ピットの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な漏えいが発生するとともに、注水機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、やがて燃料は露出し、損傷に至る。	想定事故2では、使用済燃料ピットの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な漏えいが発生するとともに、 <b>使用済燃料ピット注水機能が喪失することを想定する</b> 。このため、 <b>使用済燃料ピット水位が低下することから</b> 、緩和措置がとられない場合には、燃料は露出し、 <b>燃料損傷</b> に至る。	相違なし (記載表現は異なるが、想定事故2の特徴としては同一)				
燃料損傷防止対策	想定事故2における機能喪失に対して、使用済燃料ピット内の燃料の著しい損傷を <b>防止するため</b> 、 <b>送水車</b> による使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。	想定事故2における機能喪失に対して、使用済燃料ピット内の燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ、 <b>十分な冷却を可能とするため</b> 、 <b>可搬型大型送水ポンプ車</b> による使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。	相違なし (記載表現、注水するポンプ車は異なるが、蒸発量を上回る注水量で海水を注水できる点では同様)				
有効性評価の結果 (評価項目等)	<b>燃料有効長頂部の冠水及び放射線の遮蔽が維持される水位の確保</b> ：使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の <b>送水車</b> を整備しており、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでに注水を開始できることから、燃料有効長頂部は冠水している。また、放射線の遮蔽が維持される水位を確保できる。  <b>未臨界性の維持</b> ：使用済燃料ピットは、通常ほう酸水で満たされているが、純水で満たされた状態で、最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率は <b>Aエリアで約0.953</b> 、 <b>Bエリアで約0.970</b> であり、未臨界性を確保できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水温が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。	<b>燃料有効長頂部の冠水及び放射線の遮蔽が維持される水位の確保</b> ：使用済燃料ピット崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の <b>可搬型大型送水ポンプ車</b> を整備しており、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでに注水を開始できることから、燃料有効長頂部は冠水している。また、放射線の遮蔽が維持される水位を確保できる。  <b>未臨界性の維持</b> ：使用済燃料ピットは、通常ほう酸水で満たされているが、純水で満たされた状態で、最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率は <b>約0.970</b> であり、未臨界性を確保できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水温が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。	相違なし (注水するポンプ車は異なるが、蒸発量を上回る注水量で海水を注水できる点では同様。また、未臨界性の確保に関して実効増倍率の値は多少異なるが、実効増倍率1未満で未臨界性を確保している点では同様。)				
<b>2-3) 主な相違</b>							
項目	大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由				
注水の優先順位の相違	① <b>淡水タンク</b> が使用可能であれば、 <b>屋内消火栓</b> 、 <b>屋外消火栓</b> 又は <b>ポンプ車</b> からの注水を行う。 ② <b>1次系純水タンク</b> が使用可能であれば、 <b>1次系純水タンク</b> からの注水操作を行う。 ③ <b>淡水タンク</b> 及び <b>1次系純水タンク</b> が使用不能と判断した場合には、 <b>送水車</b> を用いた海水による注水を行う。	① <b>1次系純水タンク</b> が使用可能であれば、 <b>1次系純水タンク</b> からの注水操作を行う。 ② <b>1次系純水タンク</b> が使用不能と判断した場合は、 <b>消火設備</b> が使用可能であれば、 <b>消火設備</b> による注水操作を行う。 ③ <b>1次系純水タンク</b> 及び <b>消火設備</b> が使用不能と判断した場合には、 <b>可搬型大型送水ポンプ車</b> を用いた海水による注水を行う。	設備・手順の相違 ・設備構成の違いにより注水操作の優先順位が異なる				

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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由	
<b>2-4) 相違理由の省略</b>				
相違理由	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	相違が生じている理由
設備名称の相違	使用済燃料ビット	使用済燃料プール/燃料プール	使用済燃料ビット	－
	空冷式非常用発電装置	－	代替非常用発電機	－
	送水車	－	可搬型大型送水ポンプ車	－
記載表現の相違	放射線の遮蔽が維持できる最低水位	放射線の遮蔽が維持される最低水位	放射線の遮蔽が維持される最低水位	(女川と同様)
	通常水位	－	NWL	泊では「6.5.2.3 使用済燃料ビットにおける重大事故に至るおそれがある事故」にて通常運転水位をNWLに読み替えているため
	崩壊熱	－	使用済燃料ビット崩壊熱	泊では他の記載箇所に合わせて「使用済燃料ビット崩壊熱」で統一（伊方と同様）
	使用済燃料ビット出口配管/入口配管	－	使用済燃料ビット水浄化冷却設備入口配管/出口配管	泊では使用済燃料ビットからの出口/入口配管ではなく、使用済燃料ビット水浄化冷却設備としての入口/出口配管で記載。そのため大飯とは出口と入口が逆の記載となる。

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

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

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>4.2 想定事故2</p> <p>4.2.1 想定事故2の特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 想定する事故</p> <p>「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」において、使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故2として「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」がある。</p> <p>(2) 想定事故2の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>想定事故2では、使用済燃料ピットの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な漏えいが発生するとともに、注水機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、やがて燃料は露出し、損傷に至る。</p> <p>したがって、想定事故2では、使用済燃料ピットへの注水の確保を行うことによって、燃料有効長頂部を冠水させること、放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること及び未臨界を維持させることが必要となる。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>想定事故2における機能喪失に対して、使用済燃料ピット内の燃料の著しい損傷を防止するため、送水車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第4.2.1図に、対応手順の概要を第4.2.2図に示すとともに重大事故等対策の概要を以下に</p>	<p>4.2 想定事故2</p> <p>4.2.1 想定事故2の特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 想定する事故</p> <p>「使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故」において、燃料プールにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故2として「サイフォン現象等により燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し、燃料プールの水位が低下する事故」がある。</p> <p>(2) 想定事故2の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>想定事故2では、燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生するとともに、燃料プール注水機能が喪失することを想定する。このため、燃料プール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、燃料は露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本想定事故は、燃料プール水の漏えいによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため、重大事故等対策の有効性評価には燃料プール水の漏えいの停止手段及び燃料プールの注水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、想定事故2では、燃料プール水の漏えいの停止及び燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水によって、燃料損傷の防止を図る。また、燃料プール代替注水系（可搬型）により燃料プール水位を維持する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>想定事故2における機能喪失に対して、燃料プール内の燃料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、サイフォンブレイク孔による漏えい停止機能及び燃料プール代替注水系（可搬型）<sup>※1</sup>による燃料プールへの注水手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第4.2.1図に、手順の概要を第4.2.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以</p>	<p>7.3.2 想定事故2</p> <p>7.3.2.1 想定事故2の特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 想定する事故</p> <p>「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」において、使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故2として「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」がある。</p> <p>(2) 想定事故2の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>想定事故2では、使用済燃料ピットの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な漏えいが発生するとともに、使用済燃料ピット注水機能が喪失することを想定する。このため、使用済燃料ピット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、燃料は露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本想定事故は、使用済燃料ピット水の漏えいによって燃料損傷に至る事故を想定するものである。このため、重大事故等対策の有効性評価には使用済燃料ピットの注水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、想定事故2では、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水によって、燃料損傷の防止を図る。また、可搬型大型送水ポンプ車により使用済燃料ピット水位を維持する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>想定事故2における機能喪失に対して、使用済燃料ピット内の燃料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、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第7.3.2.1図に、手順の概要を第7.3.2.2図に示すとともに重大事故等対策の概要</p>	<p>記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所 3 / 4号炉	女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<p>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4.2.1表に示す。</p> <p>想定事故2における3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計34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6名である。発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員が20名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員が6名である。この必要な要員と作業項目について第4.2.3図に示す。</p> <p>a. 使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応</p> <p>「使用済燃料ピット水位注意」警報の発信で、使用済燃料ピット水位等のパラメータにより使用済燃料ピット水位低下を確認した場合、使用済燃料ピットへの注水操作を開始する。</p> <p>使用済燃料ピット水位低下原因調査により、使用済燃料ピット冷却配管の破断を判断した場合、使用済燃料ピット冷却系統の隔離操作を開始し、可搬式使用済燃料ピット区域周辺エリアモニタ、可搬式使用済燃料ピット水位及び使用済燃料ピット監視カメラ冷却装置の設置を行う。</p> <p>使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応に必要な計装設備は使用済燃料ピット水位（AM用）等である。</p> <p>b. 使用済燃料ピット補給水系の故障の判断</p> <p>2次系純水系統及び燃料取替用水ピットからの注水操作を行い、使用済燃料ピット水位の上昇が確認できなければ、使用済燃料ピット補給水系の故障と判断し、使用済燃料ピット補給水系の回復操作を行う。</p>	<p>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4.2.1表に示す。</p> <p>想定事故2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28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3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4.2.3図に示す。</p> <p>※1 燃料プール代替注水系（可搬型）以外に、燃料プール代替注水系（常設配管）による対応が可能である。</p> <p>a. 燃料プール水位低下確認</p> <p>燃料プールを冷却している系統が停止すると同時に、燃料プールの冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により燃料プール内の水の小規模な漏えいが発生し、燃料プール水位が低下することを確認する。</p> <p>燃料プールの水位低下を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位/温度（ヒートサーモ式）等である。</p> <p>(添付資料4.1.1)</p> <p>b. 燃料プールの注水機能喪失確認</p> <p>燃料プールの喪失した保有水を注水するため、補給水系による燃料プールへの注水準備を行う。中央制御室からの遠隔操作により燃料プールへの注水準備が困難な場合、燃料プールの注水機能喪失であることを確</p>	<p>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7.3.2.1表に示す。</p> <p>想定事故2において、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、災害対策要員、災害対策要員（支援）及び災害対策本部要員で構成され、合計19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3名である。発電所構内に常駐している要員のうち、災害対策要員が9名、災害対策要員（支援）が2名、関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員は3名である。必要な要員と作業項目について第7.3.2.3図に示す。</p> <p>a. 使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応</p> <p>使用済燃料ピット水位低警報の発信で、使用済燃料ピット水位等のパラメータにより使用済燃料ピット水位低下を確認した場合、使用済燃料ピットへの注水操作を開始する。</p> <p>使用済燃料ピット水位低下原因調査により、使用済燃料ピット冷却配管の破断を判断した場合、使用済燃料ピット冷却系統の隔離操作を開始し、使用済燃料ピット可搬型エリアモニタ、使用済燃料ピット水位（可搬型）及び使用済燃料ピット監視カメラ空冷装置の設置を行う。</p> <p>使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位（AM用）等である。</p> <p>(添付資料7.3.1.6)</p> <p>b. 使用済燃料ピット補給水系の故障の判断</p> <p>使用済燃料ピットの喪失した保有水を注水するため、補給水系による使用済燃料ピットへの注水準備を行う。2次系純水系統及び燃料取替用水ピットからの注水操作を行い、使用済燃料ピット水位の上昇が確認</p>	<p>体制の相違</p> <p>・シングルプラントとツインプラントによる相違を問わず、対応操作、要員数ともに同等</p> <p>記載表現の相違</p> <p>設備名称の相違</p> <p>添付資料の相違(女川実績の反映)</p> <p>・SFPの状態監視に関する添付資料を作成</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>・注水準備の明確化</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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>使用済燃料ピット補給水系の故障の判断に必要な計装設備は使用済燃料ピット水位（AM用）等である。</p> <p>c. 使用済燃料ピット水温上昇の確認                      使用済燃料ピット冷却機能喪失により、水温が上昇していることを確認する。                      使用済燃料ピット水温上昇の確認に必要な計装設備は、使用済燃料ピット温度（AM用）等である。</p> <p>d. 使用済燃料ピット注水操作                      淡水タンクが使用可能であれば、屋内消火栓、屋外消火栓又はポンプ車からの注水を行う。                      1次系純水タンクが使用可能であれば、1次系純水タンクからの注水操作を行う。                      淡水タンク及び1次系純水タンクが使用不能と判断した場合には、送水車を用いた海水による注水を行う。使用済燃料ピット水位は、冷却水系配管の隔離が実施できない場合は使用済燃料ピット出口配管高さに水位を維持する。                      以降、使用済燃料ピットへの注水により使用済燃料ピット水位が維持され、温度が安定していることを確認する。                      使用済燃料ピット注水操作に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位（AM用）等である。</p>	<p>認する。                      燃料プールの注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位/温度（ヒートサーモ式）等である。</p> <p>c. 燃料プール漏えい箇所の調査                      燃料プールの水位低下に伴い発生する警報等により、燃料プールからの漏えいを認知し、原因調査を開始する。原因調査の結果、サイフォン現象による漏えいであることを判断する。</p> <p>d. 燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水                      燃料プール代替注水系（可搬型）の準備は水位低下に伴う異常の認知を起点として冷却機能喪失又は注水機能喪失を確認し、開始する。準備が完了したところで、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水を開始し、燃料プール水位を回復する。                      その後は、燃料プールの冷却系を復旧するとともに、燃料プール代替注水系（可搬型）の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水を行うことで、必要な遮蔽<sup>※2</sup>を確保できる燃料プール水位より高く維持する。                      燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料プール水位/温度（ヒートサーモ式）等である。</p>	<p>できなければ、使用済燃料ピット補給水系の故障と判断し、使用済燃料ピット補給水系の回復操作を行う。                      使用済燃料ピット補給水系の故障の判断に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位（AM用）等である。</p> <p>c. 使用済燃料ピット水温上昇の確認                      使用済燃料ピット冷却機能喪失により、水温が上昇していることを確認する。                      使用済燃料ピット水温上昇を確認するために必要な計装設備は、使用済燃料ピット温度（AM用）等である。</p> <p>d. 使用済燃料ピット注水操作                      1次系純水タンクが使用可能であれば、1次系純水タンクからの注水操作を行う。                      1次系純水タンクが使用不能と判断した場合は、消火設備が使用可能であれば、消火設備による注水操作を行う。                      可搬型大型送水ポンプ車による注水準備は水位低下に伴う異常の認知を起点として開始する。1次系純水タンク及び消火設備が使用不能と判断した場合には、可搬型大型送水ポンプ車を用いた海水による注水を行う。使用済燃料ピット水位は、冷却水系配管の隔離が実施できない場合は使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管高さに水位を維持する。                      その後は、使用済燃料ピットの冷却機能を復旧するとともに、可搬型大型送水ポンプ車の間欠運転又は流量調整により蒸発量に応じた注水を行うことで、必要な遮蔽を確保できる使用済燃料ピット水位より高く維持する。                      使用済燃料ピット注水操作に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位（AM用）等である。</p>	<p>相違理由</p> <p>設備・手順の相違                      ・設備構成の違いにより注水操作の優先順位が異なる</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)                      ・注水準備の明確化</p> <p>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）

7.3.2 想定事故 2

大飯発電所 3 / 4 号炉	女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
	<p>※ 2 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/h とする。</p> <p>想定事故 2における原子炉建屋燃料取替床での運転員及び重大事故等対応要員による作業時間は3.5時間であり、その被ばく量は最大で35mSvとなる。</p> <p>また、現場作業員の退避は1時間以内であり、その被ばく量は10mSv以下となる。よって、被ばく量は最大でも35mSvとなるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。原子炉建屋燃料取替床での作業は、燃料プール代替注水系（可搬型）を使用する場合のホース設置が想定される。必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、定期検査作業時での原子炉建屋燃料取替床における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる燃料プール水位は通常水位から約1.3m下の位置である。</p>		<p>【女川】</p> <p>評価方法の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>放射線の遮蔽の維持される最低水位の考え方が女川と泊、大飯では異なる</li> <li>具体的な水位については泊、大飯では主要解析条件の表やフロート図に記載</li> </ul>

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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>4.2.2 燃料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>想定事故2では、冷却系配管破断により使用済燃料ピット水位が、使用済燃料ピット出口配管下端まで低下した後のピット水温上昇、沸騰及び蒸発により水位は低下するが、燃料有効長頂部を冠水させ、未臨界を維持するために、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。</p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故2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>4.2.2 燃料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>想定事故2で想定する事故は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「サイフォン現象等により燃料プール水の小規模な喪失が発生し、燃料プールの水位が低下する事故」である。</p> <p>なお、燃料プールの保有水の漏えいを防止するため、燃料プールには排水口を設けない設計としており、また、燃料プール冷却浄化系はスキマセキを越えてスキマサージタンクに流出する水を循環させる設計とするとともに、燃料プールに入る配管には逆止弁を設け、配管からの漏えいがあってもサイフォン現象による燃料プール水の流出を防止する設計としている。燃料プールに入る配管の逆止弁は動力を必要としない設計であり、信頼性は十分高いと考えられるが、本想定事故では固着を想定する。</p> <p>想定事故2では、燃料プール冷却浄化系の配管破断後、サイフォン現象による燃料プール水の漏えい並びに崩壊熱による燃料プール水温の上昇、沸騰及び蒸発によって燃料プール水位は低下する。サイフォンブレイク孔による漏えい停止及び燃料プールへの注水により、燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。</p> <p>なお、燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで、燃料有効長頂部は冠水が維持される。未臨界については、燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、維持される。</p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故2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>(添付資料4.2.1, 4.2.2)</p>	<p>7.3.2.2 燃料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>想定事故2で想定する事故は、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」である。</p> <p>なお、使用済燃料ピットの保有水の漏えいを防止するため、使用済燃料ピットには排水口を設けない設計としており、使用済燃料ピットに入る配管にはサイフォンブレイカを設け、配管からの漏えいがあってもサイフォン現象による使用済燃料ピット水の流出を防止する設計としている。</p> <p>想定事故2では、使用済燃料ピット冷却系の配管破断により使用済燃料ピット水位が、使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管下端まで低下した後の使用済燃料ピット水温の上昇、沸騰及び蒸発によって使用済燃料ピット水位は低下するが、使用済燃料ピットへの注水により、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。</p> <p>なお、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることで、燃料有効長頂部は冠水が維持される。未臨界については、燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、維持される。</p> <p>また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、想定事故2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>(添付資料 7.3.2.5)</p>	<p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>・他の事故シーケンスグループ等に合わせ有効性評価を行う事故を最初に記載</p> <p>記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>評価方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>添付資料の相違(女川実績の反映)</p> <p>・使用済燃料ピット冷却系配管の破断している理由を明</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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>想定事故2に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第4.2.2表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故2特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>(添付資料1.5.7)</p> <p>a. 初期条件</p> <p>想定事故2に特有の初期条件はない。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 冷却系配管の破断によって想定される初期水位</p> <p>使用済燃料ピット冷却系配管の破断により使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端まで低下すると想定し、この時の使用済燃料ピット水</p>	<p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>想定事故2に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第4.2.2表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故2特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>なお、本評価では崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である原子炉運転停止中の燃料プールを前提とする。原子炉運転中の燃料プールは、崩壊熱が原子炉運転停止中の燃料プールに比べて小さく事象進展が緩やかになること、また、より多くの運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。</p> <p>(添付資料4.2.1)</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 燃料プールの初期水位及び初期水温</p> <p>燃料プールの初期水位は、通常水位とし、保有水量を厳しく見積もるため、燃料プールと隣接する原子炉ウェルとの間に設置されているプールゲートは閉を仮定する。また、燃料プールの初期水温は、運転上許容される上限の65℃とする。</p> <p>(b) 崩壊熱</p> <p>燃料プールには貯蔵燃料の他に、原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後10日）で取り出された全炉心分の燃料が一時保管されていることを想定して、燃料プールの崩壊熱は約6.7MWを用いるものとする。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約12m<sup>3</sup>/hである。</p> <p>b. 事故条件</p>	<p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>想定事故2に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第7.3.2.2表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故2特有の評価条件を以下に示す。</p> <p>なお、本評価では崩壊熱及び運転員の人数の観点から厳しい条件である原子炉運転停止中の使用済燃料ピットを前提とする。原子炉運転中の使用済燃料ピットは、崩壊熱が原子炉運転停止中の使用済燃料ピットに比べて小さく事象進展が緩やかになること、また、より多くの運転員による対応が可能であることから本評価に包絡される。</p> <p>(添付資料6.5.7)</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 事象発生前使用済燃料ピット水温</p> <p>使用済燃料ピット水温の実測値に基づき、標準的な温度として40℃とする。</p> <p>(b) 使用済燃料ピット崩壊熱</p> <p>原子炉停止後に最短時間（原子炉停止後7.5日）で取り出された全炉心分の燃料及び以前から貯蔵されている使用済燃料が、使用済燃料ピットの熱負荷が最大となるような組合せで貯蔵される場合を想定して、使用済燃料ピットの熱負荷は11.508MWを用いるものとする。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する保有水の蒸発量は約19.16m<sup>3</sup>/hである。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 冷却系配管の破断によって想定される初期水位</p> <p>使用済燃料ピット冷却系配管の破断により使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管下端まで低下すると想定し、この時の使用</p>	<p>確化するため、          添付資料 7.3.2.5          を作成</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)          ・想定事故での評価は運転停止中のSFPを対象とすることは添付資料等で説明していたが、想定事故の本文にその旨明記する</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)          ・女川は初期水位も記載しているが、BWRは配管破断により初期水位が低下するため、事故条件に初期水位を記載している</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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所 3 / 4 号炉	女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<p>位は、燃料頂部より6.30mとする。</p> <p>評価においては、使用済燃料ピット入口配管に設置されているサイフォンブレーカの効果を考慮している。</p> <p>(添付資料 4.1.2)</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源はないものとする。</p> <p>外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、資源の評価の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。</p>	<p>(a) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系、復水補給水系等の機能を喪失するものとする。</p> <p>(b) 配管破断の想定</p> <p>燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして、燃料プール冷却浄化系配管<sup>※3</sup>のうち、系統最下部の配管の破断を想定する。</p> <p>※3 燃料プールに入る配管でサイフォン現象による漏えい発生の可能性のあるものは、燃料プール冷却浄化系のディフューザ配管以外になく、よって当該配管に接続される系統のうち、耐震クラスや操作の成立性等の漏えい発生時の影響を考慮して設定。</p> <p>(添付資料4.2.3)</p> <p>(c) サイフォン現象による燃料プール水位の低下</p> <p>燃料プール冷却浄化系配管に設置されている逆止弁については、開固着し、逆止弁の機能が十分に働かない状態を仮定する。このとき、サイフォン現象により燃料プールの水位は低下するが、サイフォンブレーク孔の効果により、サイフォンブレーク孔高さ(通常水位から0.35m下)に余裕をみた、通常水位から0.5m下までの低下にとどまるものとする。</p> <p>なお、評価においては燃料プールの水位は、通常水位より0.5m下まで瞬時に低下するものとする。</p> <p>(添付資料4.2.4)</p> <p>(d) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定する。</p> <p>外部電源が使用できない場合においても、燃料プール代替注水系(可搬型)による燃料プールへの注水は可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同</p>	<p>済燃料ピット水位は、NWL-1.35m(燃料頂部より約6.27m)とする。</p> <p>評価においては、使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管に設置されているサイフォンブレーカの効果を考慮している。</p> <p>(添付資料7.3.2.1)</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>使用済燃料ピットの冷却機能及び注水機能として使用済燃料ピット冷却系及び使用済燃料ピット補給水系の機能を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ないものと仮定する。</p> <p>外部電源が使用できない場合においても、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水は可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同</p>	<p>設計の相違</p> <p>・配管下端の高さが泊と大飯で異なる</p> <p>記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>【女川】</p> <p>記載方針の相違</p> <p>・配管破断の想定及び低下する水位については、泊では(a)項に合わせて記載(大飯と同様)</p> <p>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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 送水車による使用済燃料ピットへの注水流量                      崩壊熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量として25m<sup>3</sup>/hを設定する。</p> <p>d. 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) 送水車による注水は、事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して、事象発生5.2時間後に開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果                      想定事故2の事象進展を第4.2.2図に示す。</p> <p>a. 事象進展                      事象発生後、使用済燃料ピット冷却系の配管破断により使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端まで低下した後、使用済燃料ピット水温が徐々に上昇し、約11時間で100℃に到達し、使用済燃料ピット水位は緩慢に低下する。その後、使用済燃料ピット</p>	<p>同等となるが、資源の評価の観点から厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 燃料プール代替注水系（可搬型）                      燃料プールへの注水は、大容量送水ポンプ（タイプ1）1台を使用するものとし、崩壊熱による燃料プール水の蒸発量を上回る114m<sup>3</sup>/h<sup>※4</sup>の流量で注水する。</p> <p>※4 燃料プール代替注水系（可搬型）及び燃料プール代替注水系（常設配管）の注水容量はともに114m<sup>3</sup>/hである。</p> <p>d. 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) 燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水準備操作は、運転員及び重大事故等対応要員の移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生10時間までに完了するが、燃料プールへの注水操作は事象発生13時間後から開始する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果                      想定事故2における燃料プール水位の推移を第4.2.4図に、燃料プール水位と線量率の関係を第4.2.5図に示す。</p> <p>a. 事象進展                      燃料プール冷却浄化系配管の破断発生後、サイフォン現象によって、燃料プール水は漏えいし、燃料プール水位は通常水位から0.5m下まで低下する。スキマセキを越える水がなくなるためスキマサージタンクの水水位低下又は燃料プールの水位低下に伴い発生する警報</p>	<p>等となるが、資源の評価の観点から厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 可搬型大型送水ポンプ車                      使用済燃料ピットへの注水は、可搬型大型送水ポンプ車1台を使用するものとし、使用済燃料ピット崩壊熱による使用済燃料ピット水の蒸発量を上回る47m<sup>3</sup>/hの流量で注水する。</p> <p>d. 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>(a) 可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水準備操作は、災害対策要員及び災害対策要員（支援）の移動、注水準備に必要な時間等を考慮して、事象発生4.4時間までに完了するが、使用済燃料ピットへの注水操作は使用済燃料ピットの水温が100℃に到達することにより使用済燃料ピット水位が低下し始める事象発生約5.8時間後から開始する。</p> <p>(3) 有効性評価の結果                      想定事故2の事象進展を第7.3.2.2図に示す。</p> <p>a. 事象進展                      事象発生後、使用済燃料ピット冷却系の配管破断により使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管下端まで低下した後、使用済燃料ピット水温が徐々に上昇し、約5.8時間で100℃に到達し、使用済燃料ピット水位は緩慢に低下する。その後、使</p>	<p>記載方針の相違(女川実績の反映)                      設計の相違                      ・泊では蒸発水量約20m<sup>3</sup>/hを上回る注水流量とし、原子炉運転中の事故と重畳した場合にSFPへの同時注水が可能な流量47m<sup>3</sup>/hを注水流量として設定</p> <p>記載方針の相違                      ・泊は注水準備完了が水位が低下し始める水温100℃到達前に完了するため注水開始時間を水温が100℃に到達する時間に明確化(島根と同様)</p> <p>評価結果の相違                      ・崩壊熱、SFP水量等</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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのは、第4.2.4図に示すとおり事象発生の約1.8日後である。</p> <p>事故を検知し、送水車による注水を開始できる時間は、事象発生の5.2時間後であることから、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間である事象発生の約1.8日後に対して十分な時間余裕がある。</p> <p>使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の送水車を整備していることから、使用済燃料ピット水位を回復させ維持することができる。</p> <p>(添付資料4.2.1)</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の送水車を整備しており、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでに注水を開始できることから、燃料有効長頂部は冠水している。また、放射線の遮蔽が維持される水位を確保できる。</p> <p>使用済燃料ピットは、通常ほう酸水で満たされているが、純水で満たされた状態で、最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率はAエリアで約0.953、Bエリアで約0.970であり、未臨界性を確保できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水温が上昇し沸騰状態</p>	<p>により異常を認知する。使用済燃料プール水位／温度（ヒートサーモ式）等により、燃料プールからの漏えいが発生したこと及びサイフォンブレイク孔によりサイフォン現象による漏えいが停止したことを確認する。また、燃料プールの喪失した保有水を注水するため、補給水系による水の注水準備を行うが補給水系が使用不可能な場合、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水準備を行う。</p> <p>燃料プールの冷却機能が喪失した後、燃料プール水温は約5℃/hで上昇し、事象発生から約7時間後に100℃に達する。その後、蒸発により燃料プール水位は低下し始めるが、事象発生から13時間経過した時点で燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水を開始すると、燃料プール水位は回復する。</p> <p>その後は、燃料プールの冷却機能を復旧するとともに、燃料プール代替注水系（可搬型）により、蒸発量に応じた量を燃料プールに注水することで、燃料プール水位を維持する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料プール水位は、第4.2.4図に示すとおり、通常水位から約0.89m下まで低下するにとどまり、燃料有効長頂部は冠水維持される。燃料プール水温については、約7時間で沸騰し、その後100℃付近で維持される。</p> <p>また、第4.2.5図に示すとおり、燃料プール水位が通常水位から約0.89m下の水位となった場合の線量率は、約<math>8.9 \times 10^{-1} \text{mSv/h}</math>であり、必要な遮蔽の目安とする<math>10 \text{mSv/h}</math>と比べて低いことから、この水位において放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>なお、線量率の評価点は、原子炉建屋燃料取替床の床付近としている。</p> <p>燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、本事象においても未臨界は維持される。</p>	<p>用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下するのは、第7.3.2.2図に示すとおり事象発生の約1.0日後である。</p> <p>事故を検知し、可搬型大型送水ポンプ車による注水を開始できる時間は、事象発生の4.4時間後であることから、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下するのに要する時間である事象発生の約1.0日後に対して十分な時間余裕がある。</p> <p>使用済燃料ピット崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の可搬型大型送水ポンプ車を整備していることから、使用済燃料ピット水位を回復させ維持することができる。</p> <p>その後は、使用済燃料ピットの冷却機能を復旧するとともに、可搬型大型送水ポンプ車により、蒸発量に応じた量を使用済燃料ピットに注水することで、使用済燃料ピット水位を維持する。</p> <p>(添付資料7.3.2.2)</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>使用済燃料ピット崩壊熱による蒸発水量を上回る容量の可搬型大型送水ポンプ車を整備しており、使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでに注水を開始できることから、燃料有効長頂部は冠水している。また、放射線の遮蔽が維持される水位を確保できる。</p> <p>使用済燃料ピットは、通常ほう酸水で満たされているが、純水で満たされた状態で、最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率は約0.970であり、未臨界性を確保できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水温が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合</p>	<p>の差により、100℃到達時間及び遮蔽が維持できる最低水位までの水位低下時間が異なる</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>設計の相違              ・燃料及びラック仕様等の差異により、実効</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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。</p> <p>事象発生の5.2時間後から送水車による注水を行うことで、事象発生の5.2時間後には使用済燃料ピット出口配管下端で水位を維持できることから、水位及び温度は安定し、安定状態に至る。その後も送水車による注水を行うことで、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 4.1.2、4.2.2)</p>	<p>事象発生13時間後から燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水を行うことで燃料プール水位は回復し、その後に蒸発量に応じた燃料プールへの注水を継続することで安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「1.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)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4.1.5、4.2.5)</p>	<p>でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。</p> <p>事象発生4.4時間後までに可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水準備が完了するため、使用済燃料ピットの水位が低下し始める事象発生約5.8時間後から蒸発量に応じた使用済燃料ピットへの注水を継続することで、使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管下端で水位を維持できることから、安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「6.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)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7.3.1.2、7.3.2.3)</p>	<p>増倍率が異なる</p> <p>・大飯のSEPラックはAエリアがステンレス鋼製ラック、Bエリアがボロン添加ステンレス鋼製の鋼密ラックであり、設計が異なることから両エリアの評価結果を示している。泊は両ピットともボロン添加ステンレス鋼製ラックであるため、評価結果が厳しくなる燃料貯蔵体数が多いB一使用済燃料ピットの評価結果のみを示している。</p> <p>設計の相違</p> <p>・注水開始時間の相違</p> <p>記載方針の相違</p> <p>・泊はSEP水が鋼密を開始する前までに注水準備が完了するため水位が低下せず、女川（水位が低下している状態から注水し水位が回復）と状況が異なる。このため、泊と同じ状況である島根と同様の記載とした。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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>4.2.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価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、<b>要員の配置による他の操作に与える影響</b>及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>想定事故2は、<b>送水車による使用済燃料ピットへの注水操作により、使用済燃料ピット水位の低下を抑制することが特徴である。</b></p> <p>また、<b>送水車による使用済燃料ピットへの注水操作は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。</b></p> <p>(1) 評価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4.2.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の<b>最確値</b>とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、<b>原則</b>、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<b>崩壊熱及び初期水温の影響評価の結果を以下に示す。</b></p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p><b>崩壊熱を最確値</b>とした場合、評価条件で設定している<b>崩壊熱より小さくなるため使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになり、水位低下が遅くなるが、使用済燃料ピット水温及び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。</b></p>	<p>4.2.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価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>想定事故2では、サイフォン現象等により燃料プール内の水の小規模な喪失が発生し、燃料プールの水位が低下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、<b>燃料プール代替注水系（可搬型）</b>による燃料プールへの注水操作とする。</p> <p>(1) 評価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4.2.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、<b>最確条件</b>とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、<b>原則</b>、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<b>項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</b></p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の<b>燃料の崩壊熱は、評価条件の約6.7MWに対して最確条件は約6.4MW以下であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、燃料プール水温の上昇及び水位の低下は緩和されるが、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は燃料の崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、注水操作は燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであること</b></p>	<p>7.3.2.3 評価条件の不確かさの影響評価</p> <p>評価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>想定事故2は、<b>サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下することが特徴である。</b></p> <p>また、<b>不確かさの影響を確認する運転員等操作は、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作とする。</b></p> <p>(1) 評価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7.3.2.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、<b>最確条件</b>とした場合の影響を評価する。また、評価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<b>使用済燃料ピット崩壊熱及び初期水温並びに使用済燃料ピットに隣接するピットの状態に関する影響評価の結果を以下に示す。</b></p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p><b>初期条件の使用済燃料ピット崩壊熱を最確条件とした場合、評価条件で設定している使用済燃料ピット崩壊熱より小さくなるため使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになり、水位低下が遅くなるが、使用済燃料ピット水温及び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。</b></p>	<p>評価方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>・操作の特徴ではなく事故の特徴について記載</p> <p>記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>・女川の他事象の記載を参考に「原則」を削除</p> <p>評価方針の相違</p> <p>・泊に隣接するピットの状態の変動の影響を記載（伊方と同様）</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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>初期水温を最確値とした場合、使用済燃料ピット水温が変動するが、使用済燃料ピット水温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>から、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の燃料プール水温は、評価条件の65℃に対して最確条件は約27℃～約43℃であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料プールの初期水温より低くなり、沸騰開始時間は遅くなるため、時間余裕が長くなるが、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は燃料プール水の初期水温に応じた対応をとるものではなく、注水操作は燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の燃料プール水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、通常水位より低い水位の変動を考慮した場合、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間及び燃料プール水位の低下による異常の認知の時間は短くなるが、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は初期水位に応じた対応をとるものではなく、注水操作は燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、燃料プール水位の低下により原子炉建屋燃料取替床の線量率が上昇するものの、燃料プール水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約18時間後（10mSv/hの場合）であり、事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水が可能であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした</p>	<p>初期条件の初期水温は、評価条件の40℃に対して最確条件は装荷炉心毎に異なり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、使用済燃料ピット水温が変動するが、使用済燃料ピット水温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>初期条件の使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動を考慮した場合、評価条件として設定しているピットの状態より水量が少なくなるため使用</p>	<p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>評価方針の相違              ・泊は隣接するピットの状態の変動の影響</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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>崩壊熱を最確値とした場合、評価条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになる。したがって、使用済燃料ピット水位の低下が遅くなり、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間に対する余裕が大きくなり、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>初期水温の変動を考慮し、評価条件で設定している初期水温より高い場合、使用済燃料ピット水温の上昇は早くなるが、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間は事象発生の約1.8日後と長時間であることから、初期水温の変動が評価項</p>	<p>場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ1.8倍程度となり、燃料プール水温の上昇及び蒸発による燃料プール水位の低下は緩和されるが、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作はプールゲートの状態に応じた対応をとるものではなく、注水操作は燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>配管破断の想定及びサイフォン現象による燃料プール水位の低下量は、破断面積及び弁の開口面積に応じて水位低下速度が変動するが、本評価では、サイフォンブレイク孔による漏えい停止を考慮しており、燃料プール水位が通常水位より0.5m下まで瞬時に低下するものとしていることから、事象進展に影響はなく、また、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は水位低下速度に応じた対応をとるものではなく、注水操作は燃料プール水位の低下に伴う異常の認知を起点とした冷却機能喪失又は注水機能喪失の確認を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料4.1.7, 4.2.6)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約6.7MWに対して最確条件は約6.4MW以下であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>初期条件の燃料プール水温は、評価条件の65℃に対して最確条件は約27℃～約43℃であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料プール水温より低くなるため、沸騰開始時間は遅くなり、燃料プール水位の低</p>	<p>済燃料ピット水位の低下は早くなるが、使用済燃料ピット水位を起点とする操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の使用済燃料ピット崩壊熱を最確条件とした場合、評価条件で設定している使用済燃料ピット崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料ピット水温の上昇が緩やかになる。したがって、使用済燃料ピット水位の低下が遅くなり、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間に対する余裕が大きくなり、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>初期条件の初期水温は、評価条件の40℃に対して最確条件は装荷炉心毎に異なり、評価条件の不確かさとして、初期水温の変動を考慮し、評価条件で設定している初期水温より高い場合、使用済燃料ピット水温の上昇は早くなるが、放射線の遮蔽が維持さ</p>	<p>を記載（伊方と同様）</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>評価結果の相違</p> <p>・差異理由は前述ど</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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所 3 / 4号炉	女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<p>目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、使用済燃料ピットの初期水温を使用済燃料ピットポンプ1台故障時の使用済燃料ピット水平平均温度の上限である65℃として評価した結果、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温 40℃の場合と比較して約0.2日短い約1.6日となるが、送水車による使用済燃料ピットへの注水</p>	<p>下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>また、自然蒸発、燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による燃料プール水位の低下開始時間より早く燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により燃料プール水は冷却される。さらに、燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。</p> <p>仮に、事象発生直後から沸騰による燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合、燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約10時間後（10mSv/hの場合）となり、それ以降は原子炉建屋燃料取替床の線量率が10mSv/hを超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、屋外から燃料プール代替注水系（常設配管）による燃料プールへの注水操作が実施可能であることから、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生13時間後から燃料プール代替注水系（常設配管）による燃料プールへの注水を実施することにより、燃料プール水位が原子炉建屋燃料取替床の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約14時間後（10mSv/hの場合）となる。また、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から3日以上あり、事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系（常設配管）による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の燃料プール水位は、評価条件の通常水位に対して最確条件は通常水位付近であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件での初期水位は通常水位を設定しているため、その変動を考慮した場合、燃料プール水位が通常水位から燃料有効長頂部まで低下する時間は短くなるが、仮に初期水位を水位低警報レベル（通常水位か</p>	<p>れる最低水位に到達するまでの時間は事象発生の約1.0日後と長時間を要することから、初期水温の変動が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、使用済燃料ピットの初期水温を使用済燃料ピットポンプ1台故障時の使用済燃料ピット水平平均温度の上限である65℃として評価した結果、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温40℃の場合と比較して約0.1日短い約0.9日となるが、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料</p>	<p>おり（8 ページ参照）</p> <p>評価結果の相違</p>

泊発電所 3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>は、事象発生の5.2時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>ら約0.17m下) 等とした場合であっても、漏えいにより瞬時に水位が低下しサイフォンブレイク孔により通常水位から0.5m下で停止するとしていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期に地震起因のスロッシングが発生した場合、燃料プール水位の低下により原子炉建屋燃料取替床の線量率が上昇するものの、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約18時間後（10mSv/hの場合）、燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から3日以上あり、事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系（可搬型）による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉に対して最確条件はプールゲート開であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、保有水量がプールゲート閉時と比べ1.8倍程度となり、燃料プール水温の上昇及び蒸発による燃料プール水位の低下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>配管破断の想定及びサイフォン現象による燃料プール水位の低下は、破断面積及び弁の開口面積に応じて水位低下速度が変動するが、本評価では、サイフォンブレイク孔による漏えい停止を考慮しており、燃料プール水位が通常水位より0.5m下まで瞬時に低下するものとしていることから、事象進展に影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>※5 使用済燃料プール水位/温度（ヒートサーモ式）及び使用済燃料プール水位/温度（ガイドバルブ式）の水位低の警報設定値：通常水位－165mm                      （添付資料4.2.3, 4.2.6）</p>	<p>ピットへの注水は、事象発生の4.4時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の使用済燃料ピットに隣接するピットの状態の変動を考慮し、使用済燃料ピットと燃料取替チャンネル及び燃料検査ピットを切り離した状態として評価した結果、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下する時間は、使用済燃料ピットと燃料取替用チャンネル及び燃料検査ピットを接続した状態とした場合と比較して約0.1日短い約0.9日となるが、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生の4.4時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>設計の相違                      ・差異理由は前述どおり（8 ページ参照）</p> <p>評価方針の相違                      ・泊は隣接するピットの状態の変動の影響を記載（伊方と同様）</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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所 3 / 4号炉	女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<p>なお、使用済燃料ピット内では、わずかであるが常に蒸発現象が起きており、使用済燃料ピット内の水温上昇過程で沸騰にいたらなくても蒸発により水位は少しずつ低下している。</p> <p>この影響を考慮し、100℃の水が沸騰により蒸発する時間のみで評価した場合、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温40℃の場合と比較して約0.5日短い約1.3日となるが、送水車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生の5.2時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響及び評価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確</p>	<p>【P14から再掲】</p> <p>また、自然蒸発、燃料プールの水温及び温度上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による燃料プール水位の低下開始時間より早く燃料プール水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により燃料プール水は冷却される。さらに、燃料プール水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。</p> <p>仮に、事象発生直後から沸騰による燃料プール水位の低下が開始すると想定した場合、燃料プール水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約10時間後（10mSv/hの場合）となり、それ以降は原子炉建屋燃料取替床の線量率が10mSv/hを超えることから、その現場における長時間の作業は困難となる。ただし、屋外から燃料プール代替注水系（常設配管）による燃料プールへの注水操作が実施可能であることから、現場操作に必要な遮蔽は維持される。事象発生13時間後から燃料プール代替注水系（常設配管）による燃料プールへの注水を実施することにより、燃料プール水位が原子炉建屋燃料取替床の放射線の遮蔽維持に必要な最低水位まで回復する時間は事象発生から約14時間後（10mSv/hの場合）となる。また、燃料プール水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は事象発生から3日以上あり、事象発生から13時間後までに燃料プール代替注水系（常設配管）による注水が可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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する。</p>	<p>なお、自然蒸発、使用済燃料ピット水温及び温度の上昇の非一様性により、評価で想定している沸騰による使用済燃料ピット水位低下開始時間より早く使用済燃料ピット水位の低下が始まることも考えられる。しかし、自然蒸発による影響は沸騰による水位の低下と比べて僅かであり、気化熱により使用済燃料ピット水は冷却される。さらに、使用済燃料ピット水温の非一様性も沸騰開始後の気泡上昇を駆動力とした対流により影響が小さくなることが考えられる。</p> <p>仮に事象発生直後から沸騰による使用済燃料ピット水位の低下が開始すると想定し、100℃の水が沸騰により蒸発する時間のみで評価した場合、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮蔽が維持される最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温40℃の場合と比較して約0.3日短い約0.7日となるが、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水は、事象発生の4.4時間後から可能となることから、十分な操作時間余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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する。</p>	<p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>評価結果の相違                  設計の相違                  ・差異理由は前述どおり（8 ページ参照）</p> <p>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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所 3 / 4号炉	女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<p>認ずる。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響                  送水車による使用済燃料ピットへの注水操作は、第4.2.3図に示すとおり、現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響                  送水車による使用済燃料ピットへの注水操作は、評価上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作開始時間が早くなる。この場合、放射線の遮蔽が維持できる最低水位に到達するまでの時間余裕は大きくなり、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>(2) 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確認する。</p> <p>送水車による使用済燃料ピットへの注水操作の操作時間余裕は、「4.2.2(3) 有効性評価の結果」に示すとおり、放射線の遮蔽が維持できる最低水位まで低下するのは事象発生時の約1.8日後であり、送水車による注水を開始する</p>	<p>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                  操作条件の燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は、評価上の操作開始時間として事象発生から13時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、当該操作は燃料プールの冷却機能喪失又は注水機能喪失による異常の認知を起点として実施する大容量送水ポンプ（タイプI）の設置作業終了後から開始するものであり、これを含めても準備操作にかかる時間は10時間を想定していることから、実態の操作開始時間は想定している事象発生から13時間後より早まる可能性があり、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。                  （添付資料4.2.6）</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響                  操作条件の燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、評価上の操作完了時間に対して、実際に見込まれる操作完了時間が早くなる可能性がある。この場合、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間余裕は、注水操作に対して約18時間（10mSv/hの場合）と操作に対して十分な時間余裕があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。                  （添付資料4.2.6）</p> <p>(2) 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>操作条件の燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水操作は、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生から約18時間後（10mSv/hの場合）、燃料プール水位が燃料有効長頂部ま</p>	<p>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                  操作条件の可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作は、評価上の操作開始時間として事象発生から約5.8時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、注水準備操作が想定より短い時間で完了することで操作開始時間が早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響                  操作条件の可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、評価上の操作完了時間に対して、実際に見込まれる操作完了時間が早くなる可能性がある。この場合、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間余裕は、注水操作に対して約1.0日と操作に対して十分な時間余裕があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(2) 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>操作条件の可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水操作の操作時間余裕は、「7.3.2.2(3) 有効性評価の結果」に示すとおり、放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間が事象発生時の約1.0</p>	<p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>評価結果の相違</p>

泊発電所 3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>時間である事象発生の5.2時間後に対して十分な操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、評価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、運転員等による送水車を用いた注水により、使用済燃料ビット水位を確保することで、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 4.2.3)</p>	<p>で低下する時間が事象発生から3日以上であり、事故を検知して注水を開始するまでの時間は事象発生から13時間後と設定していることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料4.2.6)</p> <p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価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>日後であり、可搬型大型送水ポンプ車による注水準備操作は事象発生の4.4時間後に完了することから、時間余裕がある。</p> <p>(3) まとめ</p> <p>評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価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7.3.2.4)</p>	<p>設計の相違</p> <p>評価方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>4.2.4 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>想定事故2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、「4.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり34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<b>重大事故等対策要員74名</b>で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>想定事故2において、必要な水源、燃料及び電源は、「4.1 想定事故1」と同様である。</p>	<p>4.2.4 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>想定事故2において、重大事故等対策時における必要な要員は、「4.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり28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28名で対処可能である。</p> <p>なお、今回評価した原子炉停止中ではなく、原子炉運転中を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と、想定事故2の対応が重畳することも考えられる。しかし、原子炉運転中を想定した場合、燃料プールに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、操作時間余裕が十分長くあり（原子炉運転開始直後を考慮しても燃料プール水が100℃に到達するまで最低でも1日以上）、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員により対応可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>想定事故2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 style="text-align: right;">(添付資料4.2.7)</p> <p>a. 水源</p> <p>燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水については、7日間の対応を考慮すると、合計約2,070m<sup>3</sup>必要となる。水源として、淡水貯水槽に約10,000m<sup>3</sup>の水を保有しており、水源を枯渇させることなく7日間の注水継続実施が可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約735kLの軽油が必要となる。</p>	<p>7.3.2.4 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>想定事故2において、重大事故等対策時における必要な要員は、「7.3.2.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり19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33名で対処可能である。</p> <p>なお、今回評価した原子炉の運転停止中ではなく、原子炉運転中を想定した場合、事象によっては、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応と、想定事故2の対応が重畳することも考えられる。しかし、原子炉運転中を想定した場合、使用済燃料ピットに貯蔵されている燃料の崩壊熱が低いため、操作時間余裕が十分長くあり（原子炉運転開始直後を考慮しても使用済燃料ピット水が100℃に到達するまで最低でも半日以上）、原子炉における重大事故又は重大事故に至るおそれのある事故の対応が収束に向かっている状態での対応となるため、中央制御室の運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）により<b>対応可能</b>である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>想定事故2において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.3.1 想定事故1」と同様である。</p>	<p>相違理由</p> <p>体制の相違              ・要員体制の差異</p> <p>最新知見の反映(女川実績の反映)              ・原子炉が運転中に重大事故等が発生しても想定事故の対応が可能なることを、想定事故の本文にその旨明記する</p> <p>【女川】              評価結果の相違              ・必要な資源の評価は泊と大飯は想定事故1と同様のため記載を省略しているが、女川は想定事故1と評価結果が異なるため記載している</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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所 3 / 4号炉	女川原子力発電所 2号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
	<p>大容量送水ポンプ（タイプI）を用いた燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水については、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。</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、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、大容量送水ポンプ（タイプI）による燃料プール代替注水系（可搬型）の運転について、7日間の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの電源車（緊急時対策所用）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約17kLの軽油が必要となるが、緊急時対策所軽油タンク（約18kL）の使用が可能であることから、7日間の継続が可能である（合計使用量約809kL）。</p> <p>c. 電源</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。</p> <p>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>		

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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>4.2.5 結論</p> <p>想定事故2では、使用済燃料ピット冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な漏えいが発生するとともに、注水機能の喪失が重畳するため、やがて燃料は露出し、損傷に至ることが特徴である。</p> <p>想定事故2に対する燃料損傷防止対策としては、短期対策及び長期対策として、送水車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備している。</p> <p>想定事故2について有効性評価を行ったところ、送水車により使用済燃料ピットへ注水することにより、使用済燃料ピット水位を回復させ維持することができる。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部が冠水し、放射線の遮蔽が維持される水位を確保できるとともに、未臨界を維持することができることを確認した。また、長期的には使用済燃料ピット水位及び温度が安定した状態を維持できる。</p> <p>評価条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、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、想定事故2における重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、「4.1 想定事故1」と同様であり供給可能である。</p> <p>以上のことから、送水車による使用済燃料ピットへの注水の燃料損傷防止対策は、「想定事故2」に対して有効である。</p>	<p>4.2.5 結論</p> <p>想定事故2では、燃料プールに入る配管からの漏えいが発生した際に逆止弁の機能が十分に働かず、サイフォン現象等による燃料プール水の小規模な喪失が発生し、かつ、燃料プールへの水の注水にも失敗して燃料プール水位が低下することで、やがて燃料が露出し燃料損傷に至ることが特徴である。</p> <p>想定事故2に対する燃料損傷防止対策としては、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水手段を整備している。</p> <p>想定事故2について有効性評価を実施した。</p> <p>上記の場合においても、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水により、燃料プール水位を回復し維持することができることから、放射線の遮蔽が維持され、かつ、燃料損傷することはない。</p> <p>また、燃料プールでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、未臨界は維持される。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから、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>評価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、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水等の燃料損傷防止対策は、想定事故2に対して有効である。</p>	<p>7.3.2.5 結論</p> <p>想定事故2では、使用済燃料ピットに入る配管からの漏えいが発生した際に、サイフォン現象等による使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、かつ、使用済燃料ピットへの水の注水にも失敗して使用済燃料ピット水位が低下することで、やがて燃料が露出し燃料損傷に至ることが特徴である。</p> <p>想定事故2に対する燃料損傷防止対策としては、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水手段を整備している。</p> <p>想定事故2について有効性評価を実施した。</p> <p>上記の場合においても、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水により、使用済燃料ピット水位を回復し維持することができることから、放射線の遮蔽が維持され、かつ、燃料損傷することはない。</p> <p>また、使用済燃料ピットでは燃料がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、未臨界は維持される。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部が冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから、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>評価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、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水の燃料損傷防止対策は想定事故2に対して有効である。</p>	<p>記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>記載表現の相違(女川実績の反映)</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）

7.3.2 想定事故2

大阪発電所3／4号炉

第 4.2.1 表 「想定事故2」における重大事故等対策について

Table with 4 columns: 判断及び操作, 手順, 事故設備, 対策設備. Rows describe various operations and equipment for the Osaka power plant.

【】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備

女川原子力発電所2号炉

Table with 4 columns: 判断及び確認, 手順, 事故設備, 対策設備. Rows describe operations and equipment for the Onagawa nuclear power plant.

第 4.2.1 表 「想定事故2」の重大事故等対策について (1/2)

【】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備（設計方針の相違）

【】：重大事故等対策設備（設計方針の相違）

泊発電所3号炉

Table with 4 columns: 判断及び確認, 手順, 事故設備, 対策設備. Rows describe operations and equipment for the Ushida power plant.

※：操作可否の対象となっていない設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの

【】：重大事故等対策設備（設計方針の相違）

□：有効性評価上考慮しない操作

相違理由

名称等の相違  
・設備仕様等の差異により「手順」「重大事故等対策設備」の記載、名称が異なる  
記載方針の相違(女川表紙の反映)  
・設計可否の対象となっている設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの及び重大事故等対策設備(設計基形成形)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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由															
	<p style="text-align: center;">第4.2.1表 「想定事故2」の重大事故等対策について(2/2)</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 25%;">操作及び確認</th> <th style="width: 25%;">手順</th> <th style="width: 15%;">現設設備</th> <th style="width: 15%;">重大事故等対策設備 可搬写設備</th> <th style="width: 20%;">計管設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>燃料プールの代替注水系統（常設設備）による燃料プールの注水</td> <td>・燃料プールの代替注水系統（常設設備）の準備が完了したところで、燃料プールの代替注水系統（常設設備）による燃料プールの注水により、燃料プールの水位を回復する。その後は、燃料プールの水位を監視し、燃料プールの水位を維持する。</td> <td>ガスタービン発電設備制御盤 タンク</td> <td>大容量送水ポンプ（タイプ1） タンクローリ</td> <td>使用済燃料プールの水位/温度（ヒートシート式） 使用済燃料プールの水位/温度（ガイダンス式） 使用済燃料プールの水位/温度（高容量、低容量） 使用済燃料プールの水位/温度（ヒートシート式）</td> </tr> <tr> <td>燃料プールの代替注水系統（可搬型）による燃料プールの注水</td> <td>・燃料プールの代替注水系統（可搬型）の準備が完了したところで、燃料プールの代替注水系統（可搬型）による燃料プールの注水により、燃料プールの水位を回復する。その後は、燃料プールの水位を監視し、燃料プールの水位を維持する。</td> <td>ガスタービン発電設備制御盤 タンク</td> <td>大容量送水ポンプ（タイプ1） タンクローリ</td> <td>使用済燃料プールの水位/温度（ヒートシート式） 使用済燃料プールの水位/温度（ガイダンス式） 使用済燃料プールの水位/温度（高容量、低容量） 使用済燃料プールの水位/温度（ヒートシート式）</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: right; font-size: small;">■：有効性評価上考慮しない項目</p>	操作及び確認	手順	現設設備	重大事故等対策設備 可搬写設備	計管設備	燃料プールの代替注水系統（常設設備）による燃料プールの注水	・燃料プールの代替注水系統（常設設備）の準備が完了したところで、燃料プールの代替注水系統（常設設備）による燃料プールの注水により、燃料プールの水位を回復する。その後は、燃料プールの水位を監視し、燃料プールの水位を維持する。	ガスタービン発電設備制御盤 タンク	大容量送水ポンプ（タイプ1） タンクローリ	使用済燃料プールの水位/温度（ヒートシート式） 使用済燃料プールの水位/温度（ガイダンス式） 使用済燃料プールの水位/温度（高容量、低容量） 使用済燃料プールの水位/温度（ヒートシート式）	燃料プールの代替注水系統（可搬型）による燃料プールの注水	・燃料プールの代替注水系統（可搬型）の準備が完了したところで、燃料プールの代替注水系統（可搬型）による燃料プールの注水により、燃料プールの水位を回復する。その後は、燃料プールの水位を監視し、燃料プールの水位を維持する。	ガスタービン発電設備制御盤 タンク	大容量送水ポンプ（タイプ1） タンクローリ	使用済燃料プールの水位/温度（ヒートシート式） 使用済燃料プールの水位/温度（ガイダンス式） 使用済燃料プールの水位/温度（高容量、低容量） 使用済燃料プールの水位/温度（ヒートシート式）		
操作及び確認	手順	現設設備	重大事故等対策設備 可搬写設備	計管設備														
燃料プールの代替注水系統（常設設備）による燃料プールの注水	・燃料プールの代替注水系統（常設設備）の準備が完了したところで、燃料プールの代替注水系統（常設設備）による燃料プールの注水により、燃料プールの水位を回復する。その後は、燃料プールの水位を監視し、燃料プールの水位を維持する。	ガスタービン発電設備制御盤 タンク	大容量送水ポンプ（タイプ1） タンクローリ	使用済燃料プールの水位/温度（ヒートシート式） 使用済燃料プールの水位/温度（ガイダンス式） 使用済燃料プールの水位/温度（高容量、低容量） 使用済燃料プールの水位/温度（ヒートシート式）														
燃料プールの代替注水系統（可搬型）による燃料プールの注水	・燃料プールの代替注水系統（可搬型）の準備が完了したところで、燃料プールの代替注水系統（可搬型）による燃料プールの注水により、燃料プールの水位を回復する。その後は、燃料プールの水位を監視し、燃料プールの水位を維持する。	ガスタービン発電設備制御盤 タンク	大容量送水ポンプ（タイプ1） タンクローリ	使用済燃料プールの水位/温度（ヒートシート式） 使用済燃料プールの水位/温度（ガイダンス式） 使用済燃料プールの水位/温度（高容量、低容量） 使用済燃料プールの水位/温度（ヒートシート式）														

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

7.3.2 想定事故2

大阪発電所3 / 4号炉		女川原子力発電所2号炉		泊発電所3号炉		相違理由		
<p>第4.2.2表 主要評価条件（想定事故2）</p>								
<p>第7.3.2.2表 「想定事故2」の主要評価条件（1 / 2）</p>								
項目	主要評価条件	条件設定の考え方	項目	主要評価条件	条件設定の考え方			
初期条件	<p>使用済燃料ピット崩壊熱</p> <p>11.674MW</p> <p>40℃</p>	<p>燃料プールの保有水量 約1,400m<sup>3</sup></p> <p>燃料プール初期水位 通常水位</p> <p>燃料プール初期水温 65℃</p> <p>崩壊熱 約6.7MW                  放出時平均燃焼度                  ・貯蔵燃料 45GWd/t                  ・炉心燃料 33GWd/t</p>	<p>核分裂生成物が多く崩壊熱が高めとなるように、原子炉の運転停止後に取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料（1、2号炉分を含む）を合わせて、使用済燃料ピット貯蔵後崩壊熱にはした崩壊熱を設定、崩壊熱の計算に当たっては、核分裂生成物については日本原子力学会推奨値、アクチナチドについては ORIGEN2 を用いて算出。</p>	<p>使用済燃料ピット崩壊熱</p> <p>11.506MW</p> <p>40℃</p>	<p>燃料プールの保有水量 約1,400m<sup>3</sup></p> <p>燃料プール初期水位 通常水位</p> <p>燃料プール初期水温 65℃</p> <p>崩壊熱 約6.7MW                  放出時平均燃焼度                  ・貯蔵燃料 45GWd/t                  ・炉心燃料 33GWd/t</p>	<p>燃料プールの保有水量を概して見積もるためにプールゲート閉の状態を想定</p>	<p>核分裂生成物が多く崩壊熱が高めとなるように、原子炉の運転停止後に取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料（1、2号炉分を含む）を合わせて、使用済燃料ピット貯蔵後崩壊熱にはした崩壊熱を設定、崩壊熱の計算に当たっては、核分裂生成物については日本原子力学会推奨値、アクチナチドについては ORIGEN2 を用いて算出。</p>	
事故条件	<p>安全機軸の喪失に対する仮定</p> <p>燃料プール水位の低下</p> <p>外部電源</p>	<p>安全機軸の喪失に対する仮定 燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失</p> <p>配管破断の想定 燃料プール冷却浄化系配管の破断</p> <p>サイフォン現象による燃料プール水位の低下</p> <p>外部電源 外部電源なし</p>	<p>燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系及び復水補給系等の機能喪失を想定</p> <p>燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして、燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定する</p> <p>サイフォンブレーク孔高さ（通常水位より0.30m下）に余裕をみた漏えいとして設定</p> <p>燃料プール冷却浄化系配管に設置されている遮断弁については、閉鎖弁を設定する。サイフォンブレーク孔により、サイフォン現象による流出が停止されるため、燃料プール水位は通常水位から0.5mまでの低下にとどまる。なお、この水位まで瞬時に低下するものとする</p> <p>外部電源の有無は事故進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定</p>	<p>安全機軸の喪失に対する仮定</p> <p>燃料プール水位の低下</p> <p>外部電源</p>	<p>安全機軸の喪失に対する仮定 燃料プールの冷却機能及び注水機能喪失</p> <p>配管破断の想定 燃料プール冷却浄化系配管の破断</p> <p>サイフォン現象による燃料プール水位の低下</p> <p>外部電源 外部電源なし</p>	<p>燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系及び復水補給系等の機能喪失を想定</p> <p>燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして、燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定する</p> <p>サイフォンブレーク孔高さ（通常水位より0.30m下）に余裕をみた漏えいとして設定</p> <p>燃料プール冷却浄化系配管に設置されている遮断弁については、閉鎖弁を設定する。サイフォンブレーク孔により、サイフォン現象による流出が停止されるため、燃料プール水位は通常水位から0.5mまでの低下にとどまる。なお、この水位まで瞬時に低下するものとする</p> <p>外部電源の有無は事故進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定</p>	<p>安全機軸の喪失に対する仮定</p> <p>燃料プール水位の低下</p> <p>外部電源</p>	<p>燃料プールの冷却機能及び注水機能として燃料プール冷却浄化系及び復水補給系等の機能喪失を想定</p> <p>燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして、燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定する</p> <p>サイフォンブレーク孔高さ（通常水位より0.30m下）に余裕をみた漏えいとして設定</p> <p>燃料プール冷却浄化系配管に設置されている遮断弁については、閉鎖弁を設定する。サイフォンブレーク孔により、サイフォン現象による流出が停止されるため、燃料プール水位は通常水位から0.5mまでの低下にとどまる。なお、この水位まで瞬時に低下するものとする</p> <p>外部電源の有無は事故進展に影響しないことから、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定</p>
相違理由	<p>設計の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・「使用済燃料ピット崩壊熱」の主要評価条件は、燃料仕様及び保管体数等の差異による</li> <li>・「冷却系配管の破断によって想定される初期水位」の主要評価条件は、設備仕様の差異による名称等の相違</li> </ul>							

※1 女川2号炉の最近の定期検査における実績（約11日）を踏まえ、原子炉停止後10日を設定。原子炉停止10日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

※2 泊3号炉の最近の定期検査における実績（約9日）を踏まえ、原子炉停止後7.5日を設定。原子炉停止後7.5日とは全制御棒全挿入からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はトリップのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

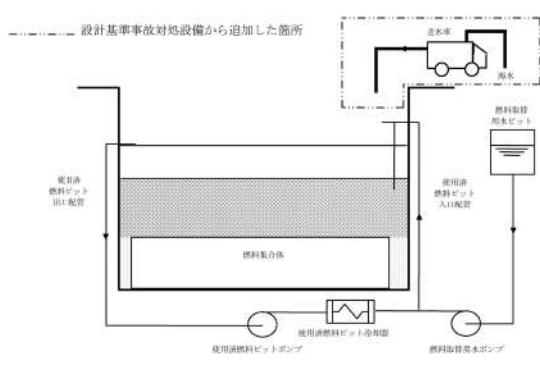
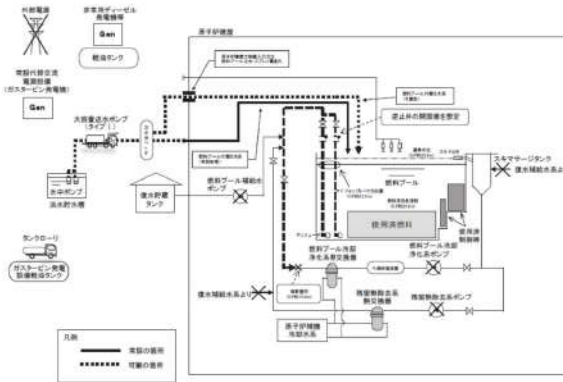
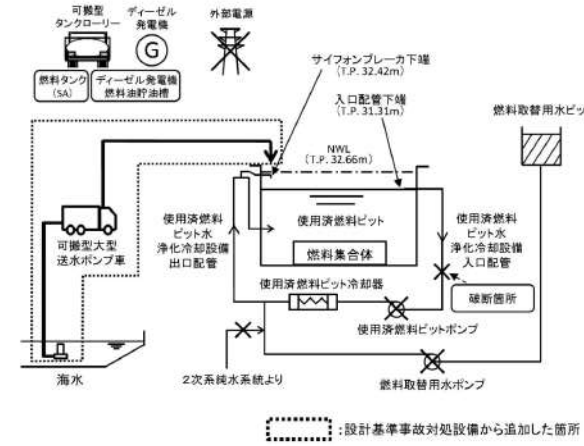
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3／4号炉		女川原子力発電所2号炉		泊発電所3号炉		相違理由
第4.2.2表 「想定事故2」の主要評価条件（使用済燃料ピット冷却系配管の破断）（2／2）						
項目		主要評価条件		条件設定の考え方		
重大事 故等 対策 条件 に 關 連	放射線の遮蔽が維持できる 最低水位	燃料頂部から 4.38m		使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取扱時時の遮蔽設計 基準値(0.15mSv/h)となる水位を設定。		
	送水車の使用済燃料 ピットへの注水流量	25m <sup>3</sup> /h		前燃熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量と して設定。		
重大事 故等 対策 条件 に 關 連	送水車による使用済 燃料ピットへの注水開始	事象発生後 5.2時間後		使用済燃料ピット水位を放射線の遮蔽が維持できる水位に保 つ必要がある。放射線の遮蔽が維持できない最低水位に到達す るまでに注水操作を実施するとして、事象発生時の確認及び移 動に必要な時間等を考慮して設定。		
	重大事 故等 対策 条件 に 關 連					
第7.3.2.2表 「想定事故2」の主要評価条件（2／2）						
項 目		主要評価条件		条件設定の考え方		
重大事 故等 対策 条件 に 關 連	放射線の遮蔽が 維持される最低水位	冷却系配管の破断によって 想定される初期水位-2.0m		使用済燃料ピット中央水面の線量率が遮蔽設計基準値(0.15mSv/h) となる水位である燃料頂部から4.25m(NWI-約3.37m)と、冷却系配管の破断に よって想定される初期水位である燃料頂部から約6.27m(NWI-1.35m)の差約 2.02mより、安全側に設定。		
	可搬型大型送水ポンプ車の 使用済燃料ピットへの 注水流量	47m <sup>3</sup> /h		前燃熱による蒸発水量に対して燃料損傷防止が可能な流量を上回る注水流 量として設定。		
重大事 故等 対策 条件 に 關 連	可搬型大型送水ポンプ車 による使用済燃料ピット への注水操作	事象発生後約5.8時間後		可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水準備操作は、災害 対策要員及び災害対策要員（支援）の移動、注水準備に必要な時間等を考慮 して、事象発生4.4時間までに完了するが、使用済燃料ピットへの注水操作 は使用済燃料ピットの水温が100℃に到達することにより使用済燃料ピット 水位が低下し始める事象発生後約5.8時間後を設定。		
						<p>設計の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・「放射線の遮蔽が維持される最低水位」の主要評価条件は、泊は遮蔽設計基準値となる水位より保守的に高い水位を設定しているのに対して、大飯は遮蔽設計基準値となる水位で設定している</li> <li>・「可搬型大型送水ポンプ車の使用済燃料ピットへの注水流量」の主要評価条件は、泊は蒸発量約20m<sup>3</sup>/hを上回る注水流量として、原子炉運転中の事故と重畳した場合にSPFへの同時注水が可能な流量47m<sup>3</sup>/hを注水流量として設定</li> </ul> <p>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）

7.3.2 想定事故2

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 4.2.1 図 「想定事故2」の重大事故等対策の概略系統図</p>	 <p>第 4.2.1 図 「想定事故2」の重大事故等対策の概略系統図 (燃料プールへの注水)</p>	 <p>第 7.3.2.1 図 想定事故2の重大事故等対策の概略系統図</p>	<p>設計の相違              名称等の相違              記載方針の相違(女川表紙の反映)              ・外部電源、ディーゼル発電機、可搬型タンクローリー等を追記</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）

7.3.2 想定事故2

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>大阪発電所3/4号炉</p> <p>第4.2.2.図 「想定事故2」の対応手順の概要              (「使用済燃料ピット冷却系配管の破断」の事象進展)</p> <p>① 使用済燃料ピット水位監視装置(L+33.00m(通常水位L+33.16m))              ② 使用済燃料ピットのほう湯量及び注水量により判断を決定する。              ③ 使用済燃料ピット冷却系配管の破断は以下で確認。              使用済燃料ピット水位、圧力が周辺環境ゲージで異常な場合              ④ 使用済燃料ピット水位が異常な場合、圧力が異常な場合、使用済燃料ピット水位の上昇が確認できない場合、              ⑤ 冷却系配管破断の燃料取替用ピットからの注水を行って、使用済燃料ピット水位の上昇が確認できない場合、              ⑥ 冷却系配管の破断が実施できない場合は使用済燃料ピット内の配管高さに水位を維持する。              ⑦ 使用済燃料ピットの積存量が異常(0.15m³/h)を確保できる水位。              (目標水位から確認して行う水位低下及び異常による低下分を考慮した値)。              ⑧ 使用済燃料ピットの冷却状態確認は以下で確認。              使用済燃料ピット温度安定、水位確保</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>第4.2.2.2図 「想定事故2」の対応手順の概要</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>第7.3.2.2図 「想定事故2」の対応手順の概要              (「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」の事象進展)</p>	<p>記載方針の相違(女川              実績の反映)              ・凡例に記載のとおり              運転員及び災害対策              要員が行う作業を分              けて記載              ・有効性評価上考慮し              ない操作・判断結果を              破線で記載              設計の相違              評価結果の相違              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）

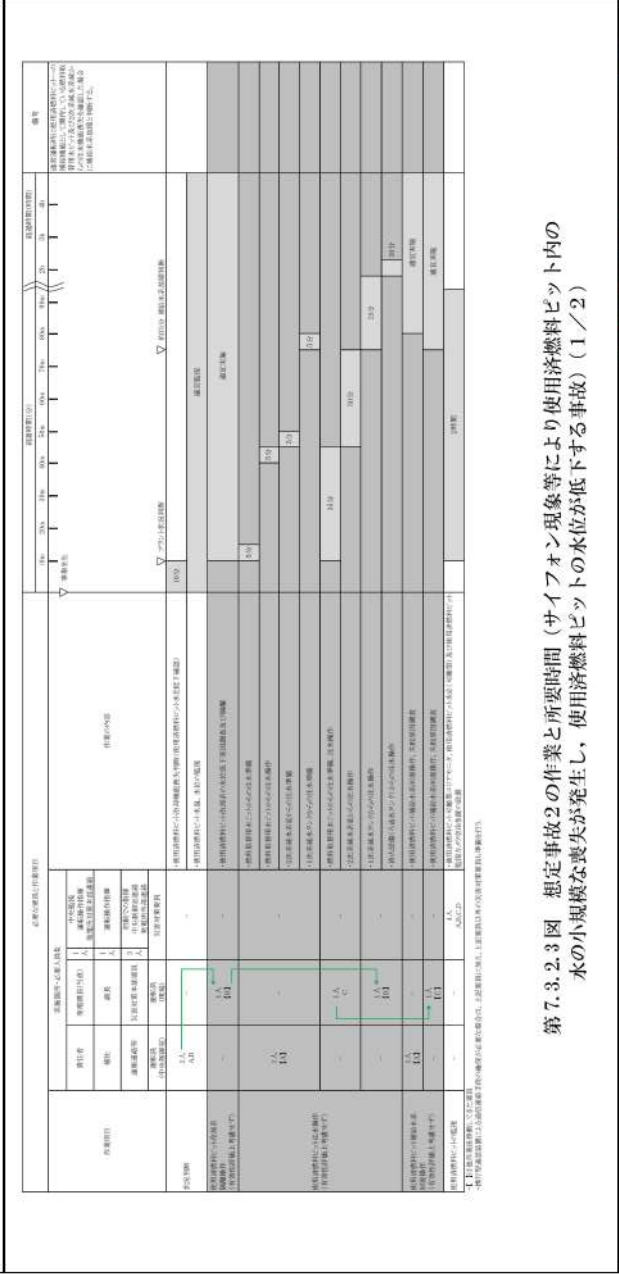
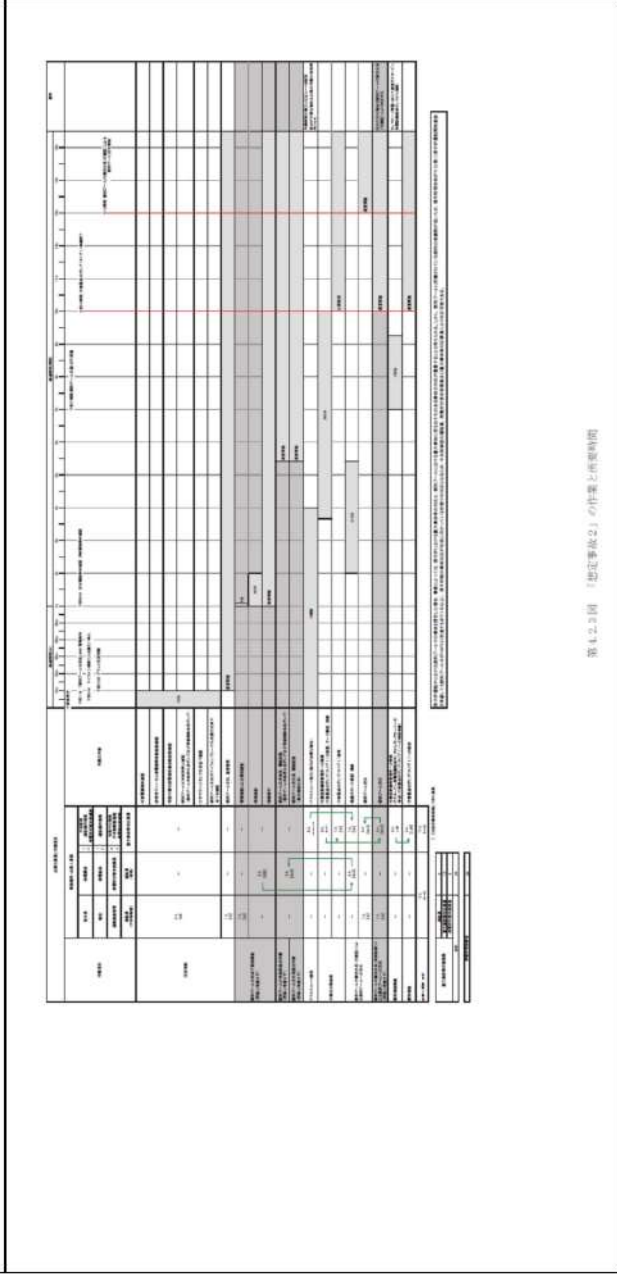
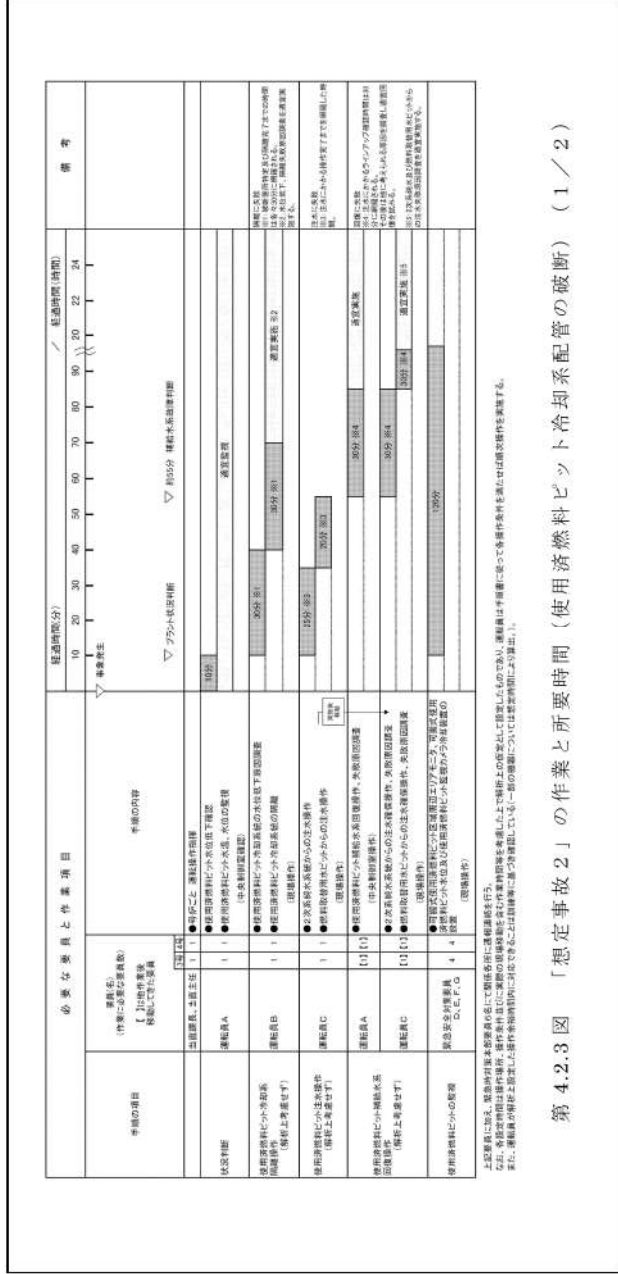
7.3.2 想定事故2

大阪発電所3/4号炉

女川原子力発電所2号炉

泊発電所3号炉

相違理由

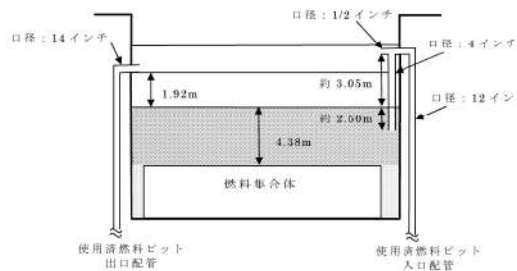
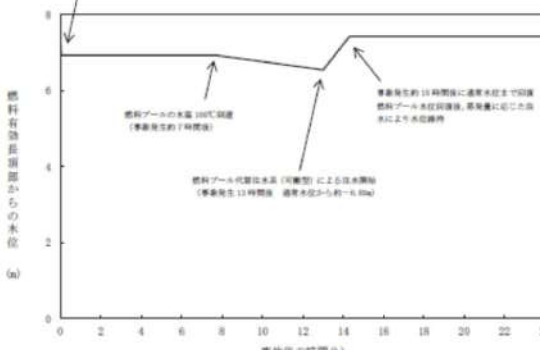
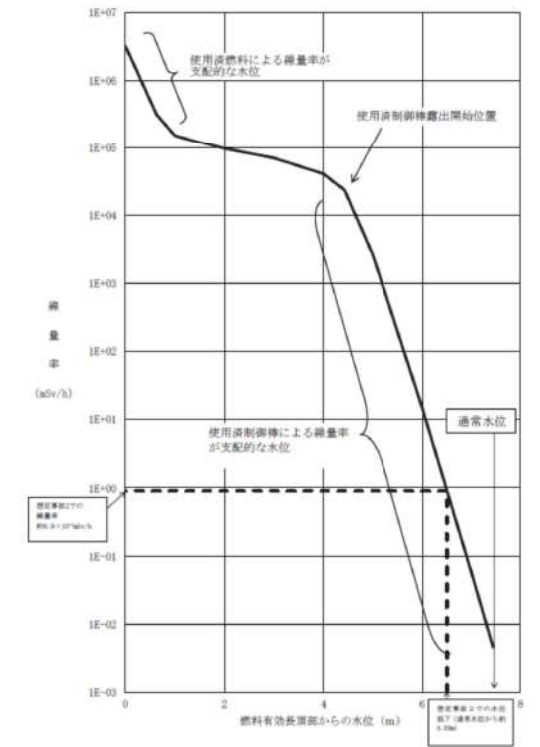
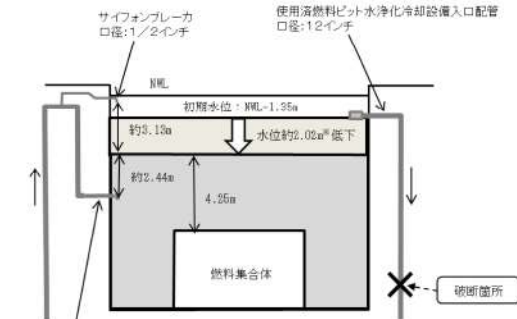


記載方針の相違（女川表紙の反映）  
 ・運転員を中央制御室と現場に分けて記載  
 ・有効性評価上考慮しない作業を色分けして記載  
 設計の相違  
 評価結果の相違  
 名称等の相違



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）

7.3.2 想定事故2

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																
 <p>使用済燃料ピット水位概要図</p> <table border="1" data-bbox="179 590 672 861"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>① 1.92m 分の評価水量 (m<sup>3</sup>)</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>A エリア</td> <td>約 337m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>B エリア</td> <td>約 219m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>A,B エリア間</td> <td>約 3m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>原子炉補助建屋チャンネル</td> <td>約 33m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>燃料検査ピット</td> <td>約 46m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>計</td> <td>638m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>② 崩壊熱による保有水蒸発水量</td> <td>19.44 m<sup>3</sup>/h</td> </tr> <tr> <td>③ 1.92m 水位低下時間 (①/②)</td> <td>約 1.3 日間</td> </tr> <tr> <td>④ 水温 100℃ までの時間</td> <td>約 11 時間</td> </tr> <tr> <td>合計 (③+④)</td> <td>約 1.8 日間</td> </tr> </tbody> </table>	項目	評価結果	① 1.92m 分の評価水量 (m <sup>3</sup> )	—	A エリア	約 337m <sup>3</sup>	B エリア	約 219m <sup>3</sup>	A,B エリア間	約 3m <sup>3</sup>	原子炉補助建屋チャンネル	約 33m <sup>3</sup>	燃料検査ピット	約 46m <sup>3</sup>	計	638m <sup>3</sup>	② 崩壊熱による保有水蒸発水量	19.44 m <sup>3</sup> /h	③ 1.92m 水位低下時間 (①/②)	約 1.3 日間	④ 水温 100℃ までの時間	約 11 時間	合計 (③+④)	約 1.8 日間	 <p>第 4.2.4 図 燃料プール水位の推移 (想定事故 2)</p>  <p>第 4.2.5 図 燃料プール水位と線量率 (想定事故 2)</p>	 <p>使用済燃料ピット水位概要図</p> <table border="1" data-bbox="1366 702 1948 1005"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>評価結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>① 2.0m<sup>2</sup> 分の評価水量 (m<sup>3</sup>)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>A-使用済燃料ピット</td> <td>約120m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>B-使用済燃料ピット</td> <td>約180m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>A, B-使用済燃料ピット間</td> <td>約3m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>燃料取替チャンネル</td> <td>約23m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>燃料検査ピット</td> <td>約36m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>約362m<sup>3</sup></td> </tr> <tr> <td>② 崩壊熱による保有水蒸発水量</td> <td>約19.16m<sup>3</sup>/h</td> </tr> <tr> <td>③ 2.0m水位低下時間 (①/②)</td> <td>約18.8時間</td> </tr> <tr> <td>④ 水温100℃までの時間</td> <td>約5.8時間</td> </tr> <tr> <td>合計 (③+④)</td> <td>約24.6時間</td> </tr> </tbody> </table> <p>※使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の遮蔽設計基準値 (0.15mSv/h) 以下となるための許容水位低下量は約2.02mであり、評価に使用する水位低下量を保守的に2.0mとした。</p>	項目	評価結果	① 2.0m <sup>2</sup> 分の評価水量 (m <sup>3</sup> )		A-使用済燃料ピット	約120m <sup>3</sup>	B-使用済燃料ピット	約180m <sup>3</sup>	A, B-使用済燃料ピット間	約3m <sup>3</sup>	燃料取替チャンネル	約23m <sup>3</sup>	燃料検査ピット	約36m <sup>3</sup>	合計	約362m <sup>3</sup>	② 崩壊熱による保有水蒸発水量	約19.16m <sup>3</sup> /h	③ 2.0m水位低下時間 (①/②)	約18.8時間	④ 水温100℃までの時間	約5.8時間	合計 (③+④)	約24.6時間	<p>設計の相違          評価結果の相違</p> <p>【女川】          評価方法の相違          ・泊は放射線の遮蔽が維持される水位まで水位が低下する時間を評価し、それまでに蒸発量を上回る量の注水を行うことで燃料頂部が冠水し、放射線の遮蔽が維持される水位まで水位が低下しないことを示している (大阪と同様)          ・女川は SFP 水位を示し蒸発量を上回る注水を行うことで水位を維持できること、示した水位の線量率が必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h を下回っていることを示している          ・評価項目を満足している点では泊も女川も同様</p>
項目	評価結果																																																		
① 1.92m 分の評価水量 (m <sup>3</sup> )	—																																																		
A エリア	約 337m <sup>3</sup>																																																		
B エリア	約 219m <sup>3</sup>																																																		
A,B エリア間	約 3m <sup>3</sup>																																																		
原子炉補助建屋チャンネル	約 33m <sup>3</sup>																																																		
燃料検査ピット	約 46m <sup>3</sup>																																																		
計	638m <sup>3</sup>																																																		
② 崩壊熱による保有水蒸発水量	19.44 m <sup>3</sup> /h																																																		
③ 1.92m 水位低下時間 (①/②)	約 1.3 日間																																																		
④ 水温 100℃ までの時間	約 11 時間																																																		
合計 (③+④)	約 1.8 日間																																																		
項目	評価結果																																																		
① 2.0m <sup>2</sup> 分の評価水量 (m <sup>3</sup> )																																																			
A-使用済燃料ピット	約120m <sup>3</sup>																																																		
B-使用済燃料ピット	約180m <sup>3</sup>																																																		
A, B-使用済燃料ピット間	約3m <sup>3</sup>																																																		
燃料取替チャンネル	約23m <sup>3</sup>																																																		
燃料検査ピット	約36m <sup>3</sup>																																																		
合計	約362m <sup>3</sup>																																																		
② 崩壊熱による保有水蒸発水量	約19.16m <sup>3</sup> /h																																																		
③ 2.0m水位低下時間 (①/②)	約18.8時間																																																		
④ 水温100℃までの時間	約5.8時間																																																		
合計 (③+④)	約24.6時間																																																		
<p>第 4.2.4 図 「想定事故 2」の使用済燃料ピット水位低下時間評価結果</p>	<p>第 4.2.5 図 燃料プール水位と線量率 (想定事故 2)</p>	<p>第 7.3.2.4 図 「想定事故 2」の使用済燃料ピット水位低下時間評価結果</p>																																																	

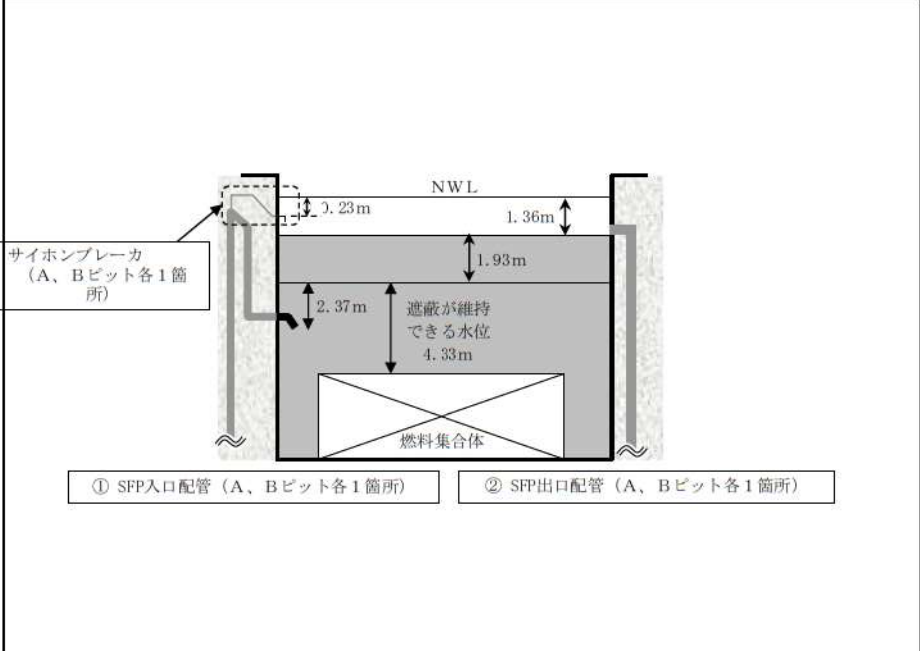
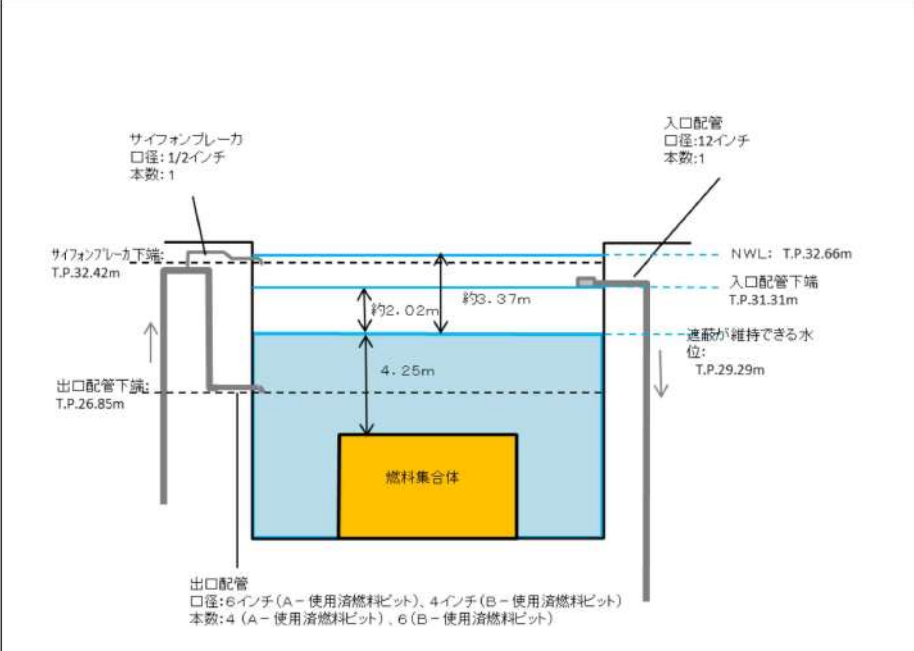
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.2 想定事故2（添付資料 7.3.2.1 想定事故2において想定したサイフォン現象等について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 4.2.2</p> <p style="text-align: center;">想定事故2において想定したサイフォン現象等について</p> <p>「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」（想定事故2）の有効性評価においては、審査ガイドに基づき、使用済燃料ピット（SFP）の水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象等を想定する必要がある。</p> <p>伊方3号炉SFPには、図1のとおり、以下の2種類の配管が接続されている。</p> <p>①SFP冷却系統 SFP入口配管                  : Aピット、Bピット各1箇所</p> <p>②SFP冷却系統 SFP出口配管                  : Aピット、Bピット各1箇所</p> <p>①SFP入口配管については、放射線の遮蔽が維持できる水位（SFP中央水面の線量率が0.15mSv/hとなる水位）よりも約2.37m下方に開口しているが、当該配管の最上部にサイフォン現象を解除する効果が期待できる配管（サイホンブレイカ：NWLより約0.2m下方）がAピット入口配管、Bピット入口配管に各1本設置されている。従って、SFP入口配管の破断等により、当該配管のサイフォン現象によるSFP保有水の漏えいが発生した場合においても、SFP水位がサイホンブレイカ配管高さまで低下すれば、サイホンブレイカからSFP入口配管内に空気が流入することによりSFP入口配管に生じるサイフォン現象は解除され、当該配管からの漏えいは停止する。</p> <p>②SFP出口配管については、①のようなサイホンブレイカは設置されていないため、SFP出口配管の破断によりSFP保有水の漏えいが発生した場合は、当該配管とSFPとの接続位置までSFP水位は低下し、当該配管の下端位置（NWL-約1.36m）まで水位が低下すれば、当該配管からの漏えいは停止する。</p> <p>従って、本評価では、SFPの水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象等として、②SFP出口配管の破断等による漏えいを想定している。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.3.2.1</p> <p style="text-align: center;">想定事故2において想定したサイフォン現象等について</p> <p>「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」（想定事故2）の有効性評価においては、審査ガイドに基づき、使用済燃料ピットの水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象等を想定する必要がある。</p> <p>泊3号炉使用済燃料ピットには、図1のとおり、以下の2種類の配管が接続されている。</p> <p>①使用済燃料ピット水浄化冷却設備 使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管                  : A-使用済燃料ピット、B-使用済燃料ピット各1箇所</p> <p>②使用済燃料ピット水浄化冷却設備 使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管                  : A-使用済燃料ピット、B-使用済燃料ピット各1箇所</p> <p>①使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管については、放射線の遮蔽が維持できる水位（使用済燃料ピット中央水面の線量率が0.15mSv/hとなる水位）よりも約2.44m下方に開口しているが、当該配管の最上部にサイフォン現象を解除する効果が期待できる配管（サイホンブレイカ：NWLより約0.2m下方）がA-使用済燃料ピット及び、B-使用済燃料ピットの使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管に各1本設置されている。従って、使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管の破断等により、当該配管のサイフォン現象による使用済燃料ピット保有水の漏えいが発生した場合においても、使用済燃料ピット水位がサイホンブレイカ配管高さまで低下すれば、サイホンブレイカから使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管内に空気が流入することにより使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管に生じるサイフォン現象は解除され、当該配管からの漏えいは停止する。</p> <p>②使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管については、①のようなサイホンブレイカは設置されていないため、使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管の破断により使用済燃料ピット保有水の漏えいが発生した場合は、当該配管と使用済燃料ピットとの接続位置まで使用済燃料ピット水位は低下し、当該配管の下端位置（NWL-1.35m）まで水位が低下すれば、当該配管からの漏えいは停止する。</p> <p>従って、本評価では、使用済燃料ピットの水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象等として、②使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管の破断等による漏えいを想定している。</p>	<p>※本添付資料は大飯3/4号炉にはないため、同様の添付資料を作成している伊方3号炉の添付資料を記載</p> <p>設備名称及び記載表現の相違（以下、相違理由を省略）</p> <p>設計の相違</p> <p>設計の相違</p>

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

7.3.2 想定事故2（添付資料 7.3.2.1 想定事故2において想定したサイフォン現象等について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>① SFP入口配管（A、Bピット各1箇所）                  ② SFP出口配管（A、Bピット各1箇所）</p>		
<p>図1 伊方3号炉 SFP に接続されている配管の概要図</p>	<p>図1 使用済燃料ピットに接続する配管の概要</p>	
<p>○SFP 入口配管のサイホンブレイカについて</p> <p>伊方3号炉 SFP 入口配管に設置されたサイホンブレイカの概略図を図2に示す。当該サイホンブレイカは、SFP 入口配管（口径 10inch）の最上部に設置された口径 1/2inch の単管であり、弁等の機器類を必要とせず、人的過誤の余地がない構造であることから、SFP 入口配管のサイフォン現象による漏えいが発生した場合においても、SFP 水位がサイホンブレイカ配管高さまで低下すれば、その効果を期待できる。なお、当該配管はその大部分が SFP 躯体コンクリートに埋設されており、耐震性を有している。</p> <p>○サイホンブレイカ機能喪失の可能性について</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・デブリ等による閉塞の可能性について</li> </ul> <p>サイホンブレイカは SFP 入口配管の最上部に設置されており、通常時は母管側から SFP 側に向けて冷却材が流れていることから、デブリ等の附着により SFP 側から閉塞することはない。また、</p>	<p>○使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管のサイホンブレイカについて</p> <p>泊3号炉使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管に設置されたサイホンブレイカの概略図を図2に示す。当該サイホンブレイカは、使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管（口径 6インチ、4インチ）の最上部に設置された口径 1/2 インチの単管であり、弁等の機器類を必要とせず、人的過誤の余地がない構造であることから、使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管のサイフォン現象による漏えいが発生した場合においても、使用済燃料ピット水位がサイホンブレイカ配管高さまで低下すれば、その効果を期待できる。なお、当該配管はその大部分が使用済燃料ピット躯体コンクリートに埋設されており、耐震性を有している。</p> <p>○サイホンブレイカ機能喪失の可能性について</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・デブリ等による閉塞の可能性について</li> </ul> <p>サイホンブレイカは使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管の最上部に設置されており、通常時は母管側から使用済燃料ピット側に向けて冷却材が流れていることから、デブリ等の附着</p>	<p>設計の相違</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）

7.3.2 想定事故2（添付資料 7.3.2.1 想定事故2において想定したサイフォン現象等について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>母管側からの閉塞については、SFP 出口配管部にストレーナ（メッシュ間隔 4.72mm）が設置されており、これより大きなデブリは SFP 冷却系配管に混入しないことから、サイホンブレイカ（配管内径 16.7mm）を閉塞させることはない。</p> <p>・地震時等における落下物による座屈変形の可能性について（図3参照）                  サイホンブレイカは口径 1/2inch の配管で、コンクリート埋設部よりビット内へ突き出た形状をしており、突出し長さは約 200mm である。                  サイホンブレイカが機能喪失に至るには、流路が完全閉塞される必要がある。SFP エリアには SFP への落下によりサイホンブレイカ配管に変形を与えるような物体はないが、ここでは上部からの落下物によって、曲げにより座屈変形する可能性を検討した。当該部の形状はL型形状となっており、曲げ変形の角度は最大でも約 70° となり、90° 以上の変形は生じない。また、一定の剛性を有する鋼管に曲げ変形が生じる場合、断面は楕円形状を保持したまま変形するため、極端に座屈変形して流路が完全に閉塞することはないと考える。</p> <p>○サイホンブレイカの保守点検について                  サイホンブレイカは、本想定事故の有効性評価においてその効果を期待されている機器であることを踏まえ、定期的（1回/週）に巡視点検（目視による水面の揺らぎ確認で通水状態を確認）を実施する。</p>	<p>により使用済燃料ビット側から閉塞することはない。また、母管側からの閉塞については、使用済燃料ビット水浄化冷却設備入口配管部にストレーナ（メッシュ間隔 約 4.7mm）が設置されており、これより大きなデブリは使用済燃料ビット冷却系配管に混入しないことから、サイホンブレイカ（配管内径 16.7mm）を閉塞させることはない。</p> <p>・地震時等における落下物による座屈変形の可能性について（図3参照）                  サイホンブレイカは口径 1/2 インチの配管で、コンクリート埋設部よりビット内へ突き出た形状をしており、突出し長さはビット壁面から約 15cm である。                  サイホンブレイカが機能喪失に至るには、流路が完全閉塞される必要がある。使用済燃料ビットエリアには使用済燃料ビットへの落下によりサイホンブレイカ配管に変形を与えるような物体はないが、ここでは上部からの落下物によって、曲げにより座屈変形する可能性を検討した。当該部の形状はL型形状となっており、90° 以上の変形は生じない。また、一定の剛性を有する鋼管に曲げ変形が生じる場合、断面は楕円形状を保持したまま変形するため、極端に座屈変形して流路が完全に閉塞することはないと考える。</p> <p>○サイホンブレイカの保守点検について                  サイホンブレイカは、本想定事故の有効性評価においてその効果を期待されている機器であることを踏まえ、定期的（1回/週）に巡視点検（目視による水面の揺らぎ確認で通水状態を確認）を実施する。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>設計の相違</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）

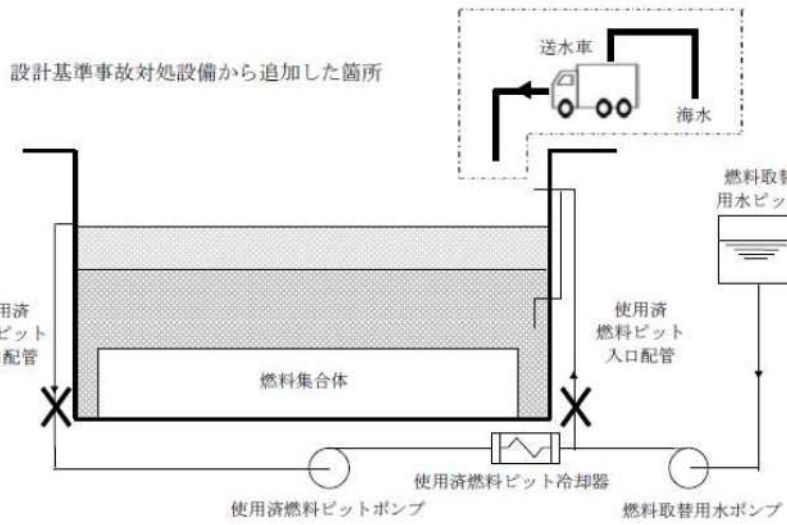
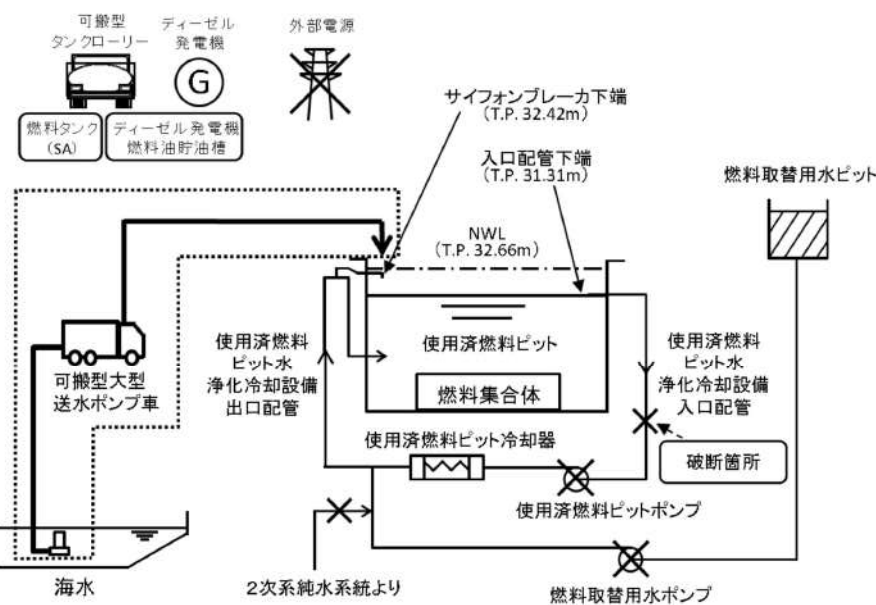
7.3.2 想定事故2（添付資料 7.3.2.1 想定事故2において想定したサイフォン現象等について）

伊方発電所 3号炉	泊発電所 3号炉	相違理由
<div data-bbox="235 359 907 813" data-label="Diagram"> </div> <div data-bbox="280 885 918 909" data-label="Caption"> <p>図2 伊方3号炉 SFP 入口配管に設置されたサイホンブレーカの概略図</p> </div> <div data-bbox="403 1013 705 1252" data-label="Diagram"> </div> <div data-bbox="280 1292 918 1316" data-label="Caption"> <p>図3 上部からの落下物による曲げによるサイホンブレーカの座屈変形</p> </div>	<div data-bbox="1086 359 1960 742" data-label="Diagram"> </div> <div data-bbox="1064 861 1892 1125" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="1220 1181 1780 1300" data-label="Text"> <p>サイホンブレーカ仕様      配管材質：SUS304TP      サイズ：外径φ21.7mm、内径φ16.7mm、厚さ2.5mm</p> </div> <div data-bbox="1299 1332 1691 1356" data-label="Caption"> <p>図2 泊3号機 使用済燃料ビット概略図</p> </div>	



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

7.3.2 想定事故2（添付資料 7.3.2.2 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: right;">添付資料 4.2.1</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>「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」のうち、想定事故2の「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」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;">図1 想定事故2の重大事故等対策の概略系統図</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.3.2.2</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>「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」のうち、想定事故2の「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」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;">図1 想定事故2の重大事故等対策の概略系統図</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.3.2 想定事故2（添付資料 7.3.2.3 安定状態について）

大阪発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料4.2.2</p> <p style="text-align: center;"><u>安定状態について</u></p> <p>想定事故2（使用済燃料ピット冷却配管の破断）時の安定状態については以下のとおり。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>使用済燃料ピット安定状態：送水車を使った注水により使用済燃料ピット水位が回復、維持され、温度が安定した状態（配管破断箇所が隔離不能である場合、送水車による断続的な補給が必要）</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>使用済燃料ピット安定状態の確立について</p> <p>事象発生後5.2時間後から注水（送水車）を開始することで、使用済燃料ピット出口配管下端で水位を維持でき、使用済燃料ピット水位及び温度は安定する。この、使用済燃料ピット水位及び温度が安定した時点の事象発生後5.2時間後を安定状態とした。</p> <p>また、使用済燃料ピットへの注水が行われなかった場合、事象発生後約11時間後に100℃に到達するが、蒸散量（19.44m<sup>3</sup>/h）に対し、注水流量25m<sup>3</sup>/h（送水車）で注水可能であることから、使用済燃料ピット水位及び温度を回復、維持できる。</p> <p>&lt;参考&gt;</p> <p>最も厳しい状況を仮定した場合の安定状態までに必要な時間</p> <p>【事故の仮定】</p> <p>事象発生後、送水車による注水準備が完了した時点（事象発生後5.2時間後）のピット水位が放射線遮蔽が維持できる水（燃料頂部から4.38m）まで低下したと仮定する。</p> <p>【計算】</p> <p>補給開始後約115.1時間で補給完了となる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・使用済燃料ピットポンプ出口配管下端までの補給量：約640m<sup>3</sup></li> <li>・蒸散量：19.44 m<sup>3</sup>/h</li> <li>・注水流量：25 m<sup>3</sup>/h（送水車）</li> </ul> <p>以上のことから、送水車による補給準備完了時間5.2時間に補給時間約115.1時間を足した時間の事象発生後約120.3時間を安定状態とする。</p> <p>※ 注水に寄与する水量は、SFP、FH/Bチャンネル及び検査ピット接続を考慮</p> </div>	<p style="text-align: right;">添付資料4.2.5</p> <p style="text-align: center;"><u>安定状態について</u></p> <p>想定事故2（サイフォン現象等による燃料プール内の水の小規模な喪失）の安定状態については以下のとおり。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>燃料プール安定状態：設計基準対象施設及び重大事故等対処設備を用いた燃料プールへの注水により、燃料プール水位を回復・維持することで、燃料の冠水、放射線遮蔽及び未臨界が維持され、燃料プールの保有水の温度が安定し、かつ、必要な要員の不足、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> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>【安定状態の確立について】</p> <p>燃料プールの安定状態の確立について</p> <p>燃料プール代替注水系（可搬型）を用いた燃料プールへの注水を実施することで、燃料プール水位が回復、維持され、燃料プールの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> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。</p> <p>また、燃料プール代替注水系（可搬型）による燃料プールへの注水を継続し、残留熱除去系又は燃料プール冷却浄化系を復旧し、復旧後は復本補給水系等によりメカマーサージタンクへの補給を実施する。燃料プールの保有水を残留熱除去系等により冷却することによって、安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。（添付資料2.1.1別紙1）</p> </div>	<p style="text-align: right;">添付資料7.3.2.3</p> <p style="text-align: center;"><u>安定状態について</u></p> <p>想定事故2（サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故）の安定状態については以下のとおり</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>使用済燃料ピット安定状態：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使用済燃料ピットへの注水により、使用済燃料ピット水位を回復・維持することで、燃料の冠水、放射線遮蔽及び未臨界が維持され、使用済燃料ピットの保有水の温度が安定し、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> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>【安定状態の確立について】</p> <p>使用済燃料ピットの安定状態の確立について</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車を用いた使用済燃料ピットへの注水を実施することで、使用済燃料ピット水位が回復、維持され、使用済燃料ピットの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が確保可能であり、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の燃料損傷防止対策により安定状態を維持できる。</p> <p>また、可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの注水を継続し、使用済燃料ピット冷却系を復旧し、復旧後は燃料取替用水系統等により使用済燃料ピットへの補給を実施する。使用済燃料ピットの保有水を使用済燃料ピット冷却系により冷却することによって、安定状態後の状態維持のための冷却が可能となる。</p> </div>	

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

7.3.2 想定事故2（添付資料 7.3.2.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2））

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																						
添付資料 4.2.3	添付資料 4.2.6	添付資料 7.3.2.4																																																							
評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2）	評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2）	評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2）																																																							
「想定事故2」の評価条件の不確かさの影響について、表1及び表2に示す。	「想定事故2」の評価条件の不確かさの影響について、表1及び表2に示す。	「想定事故2」の評価条件の不確かさの影響について、表1及び表2に示す。																																																							
<p>表1 評価条件を基準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（1/5）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>評価項目、内容、基準の値等</th> <th>評価条件</th> <th>評価項目となるパラメータに与える影響</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">反応炉冷却システム評価</td> <td>反応炉冷却システム評価</td> <td>反応炉冷却システム評価</td> <td></td> </tr> <tr> <td>反応炉冷却システム評価</td> <td>反応炉冷却システム評価</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">評価項目</td> <td>反応炉冷却システム評価</td> <td>反応炉冷却システム評価</td> <td></td> </tr> <tr> <td>反応炉冷却システム評価</td> <td>反応炉冷却システム評価</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	項目	評価項目、内容、基準の値等	評価条件	評価項目となるパラメータに与える影響	反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価		反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価		評価項目	反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価		反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価		<p>表1 評価条件を基準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（想定事故2）（1/5）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>評価項目、内容、基準の値等</th> <th>評価条件</th> <th>評価項目となるパラメータに与える影響</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">反応炉冷却システム評価</td> <td>反応炉冷却システム評価</td> <td>反応炉冷却システム評価</td> <td></td> </tr> <tr> <td>反応炉冷却システム評価</td> <td>反応炉冷却システム評価</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">評価項目</td> <td>反応炉冷却システム評価</td> <td>反応炉冷却システム評価</td> <td></td> </tr> <tr> <td>反応炉冷却システム評価</td> <td>反応炉冷却システム評価</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	項目	評価項目、内容、基準の値等	評価条件	評価項目となるパラメータに与える影響	反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価		反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価		評価項目	反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価		反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価		<p>表1 評価条件を基準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（1/2）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>評価項目、内容、基準の値等</th> <th>評価条件</th> <th>評価項目となるパラメータに与える影響</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">反応炉冷却システム評価</td> <td>反応炉冷却システム評価</td> <td>反応炉冷却システム評価</td> <td></td> </tr> <tr> <td>反応炉冷却システム評価</td> <td>反応炉冷却システム評価</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">評価項目</td> <td>反応炉冷却システム評価</td> <td>反応炉冷却システム評価</td> <td></td> </tr> <tr> <td>反応炉冷却システム評価</td> <td>反応炉冷却システム評価</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	項目	評価項目、内容、基準の値等	評価条件	評価項目となるパラメータに与える影響	反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価		反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価		評価項目	反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価		反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価		
項目	評価項目、内容、基準の値等	評価条件	評価項目となるパラメータに与える影響																																																						
反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価																																																							
	反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価																																																							
評価項目	反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価																																																							
	反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価																																																							
項目	評価項目、内容、基準の値等	評価条件	評価項目となるパラメータに与える影響																																																						
反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価																																																							
	反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価																																																							
評価項目	反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価																																																							
	反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価																																																							
項目	評価項目、内容、基準の値等	評価条件	評価項目となるパラメータに与える影響																																																						
反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価																																																							
	反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価																																																							
評価項目	反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価																																																							
	反応炉冷却システム評価	反応炉冷却システム評価																																																							



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

7.3.2 想定事故2（添付資料 7.3.2.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2））

大飯発電所3/4号炉		女川原子力発電所2号炉		泊発電所3号炉	相違理由
表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響（想定事故2）（3/5）					
項目	評価条件（当該事故及び類似条件）の 不確かさ		条件設定の考えき	運転員操作時間にも与える影響	評価項目となるパラメータにも与える影響
	評価条件	最悪条件			
熱源熱	約5.7割	約5.4割以下 (可搬型)	原子炉停止後に最悪状態（原子炉停止後10日）で取り出された炉心内の燃料が、過剰に取り出された炉心燃料と合わせて燃料再燃焼炉筐体と最大燃費率を定めていることを想定し、ORH2O2を用いて算出	最悪条件とした場合は、評価条件で想定している燃料の燃焼熱より小さくなるため、燃料プール水層の上昇及び燃料プール水位の低下は緩和されるが、燃料プール代替海水（可搬型）による燃料プールへの注水機能は燃料の燃焼熱に対応した対応を取るものではなく、燃料プール水位の低下に伴う異常の増加を想定した内容の機能喪失又は注水機能喪失の増加を想定するものがあることから、運転員操作時間にも与える影響は大きい。	最悪条件とした場合は、評価条件で想定している燃料の燃焼熱より小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する影響は大きくなる。
	評価条件	燃料プール期間 (原子炉停止後10日) ピット及び炉心注水ポンプの注水機能を考慮しない。	燃料プール期間 (原子炉停止後10日) ピット及び炉心注水ポンプの注水機能を考慮しない。	炉心燃料再燃焼炉筐体においては、燃料プールは提供されていることが想定されるが、炉心燃料再燃焼炉筐体のピット及び炉心注水ポンプの注水機能を考慮しない。	燃料プール期間の短縮により、燃料プール水位の上昇及び燃料プール水位の低下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影響は大きくなる。

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）

7.3.2 想定事故2（添付資料 7.3.2.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2））

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																				
	<p style="text-align: center;">表1 評価条件を最悪条件とした場合の運転員操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響（想定事故2）（4/5）</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">項目</th> <th colspan="2">評価条件（圧降、事故発生（機能条件）の不確かさ）</th> <th rowspan="2">条件設定の考えかた</th> <th rowspan="2">運転員等操作時間を与える影響</th> <th rowspan="2">評価項目となるパラメータを与える影響</th> </tr> <tr> <th>評価条件</th> <th>最悪条件</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>外部水質の影響</td> <td>約15,000μ<sup>2</sup></td> <td>約15,000μ<sup>2</sup>以上 （原水貯水槽本量）</td> <td>既述の水質の調査地の本量に参照し、最悪条件を包摂できる条件を設定</td> <td>最悪条件とした場合には、評価条件よりも本量調査の本量が大きくなる。また、事故発生は評価項目から本量調査がランブ（ライブ1）により燃料プールの注水を7日間継続した場合には、いても原水貯水槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間には与える影響はない。</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>燃料の消費</td> <td>約1,053L</td> <td>約1,053L以上 （燃料タンク容量+ガスタービン発電設備燃料タンク容量）</td> <td>消費量の燃料タンク及びガスタービン発電設備燃料タンクの運用量を参照し、最悪条件を包摂できる条件を設定</td> <td>最悪条件とした場合には、評価条件よりも燃料消費の本量が大きくなる。また、事故発生直前から最大燃料消費に想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間には与える影響はない。</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table>	項目	評価条件（圧降、事故発生（機能条件）の不確かさ）		条件設定の考えかた	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響	評価条件	最悪条件	外部水質の影響	約15,000μ <sup>2</sup>	約15,000μ <sup>2</sup> 以上 （原水貯水槽本量）	既述の水質の調査地の本量に参照し、最悪条件を包摂できる条件を設定	最悪条件とした場合には、評価条件よりも本量調査の本量が大きくなる。また、事故発生は評価項目から本量調査がランブ（ライブ1）により燃料プールの注水を7日間継続した場合には、いても原水貯水槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間には与える影響はない。	—	燃料の消費	約1,053L	約1,053L以上 （燃料タンク容量+ガスタービン発電設備燃料タンク容量）	消費量の燃料タンク及びガスタービン発電設備燃料タンクの運用量を参照し、最悪条件を包摂できる条件を設定	最悪条件とした場合には、評価条件よりも燃料消費の本量が大きくなる。また、事故発生直前から最大燃料消費に想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間には与える影響はない。	—		
項目	評価条件（圧降、事故発生（機能条件）の不確かさ）		条件設定の考えかた	運転員等操作時間を与える影響				評価項目となるパラメータを与える影響															
	評価条件	最悪条件																					
外部水質の影響	約15,000μ <sup>2</sup>	約15,000μ <sup>2</sup> 以上 （原水貯水槽本量）	既述の水質の調査地の本量に参照し、最悪条件を包摂できる条件を設定	最悪条件とした場合には、評価条件よりも本量調査の本量が大きくなる。また、事故発生は評価項目から本量調査がランブ（ライブ1）により燃料プールの注水を7日間継続した場合には、いても原水貯水槽は枯渇しないことから、運転員等操作時間には与える影響はない。	—																		
燃料の消費	約1,053L	約1,053L以上 （燃料タンク容量+ガスタービン発電設備燃料タンク容量）	消費量の燃料タンク及びガスタービン発電設備燃料タンクの運用量を参照し、最悪条件を包摂できる条件を設定	最悪条件とした場合には、評価条件よりも燃料消費の本量が大きくなる。また、事故発生直前から最大燃料消費に想定しても燃料は枯渇しないことから、運転員等操作時間には与える影響はない。	—																		



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

7.3.2 想定事故2（添付資料 7.3.2.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2））

表2 操作条件が要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕

大飯発電所3/4号炉				女川原子力発電所2号炉				泊発電所3号炉				相違理由				
項目	評価条件（操作条件）の不確かさ	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	項目	評価条件（操作条件）の不確かさ	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	項目	評価条件（操作条件）の不確かさ	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	項目	評価条件（操作条件）の不確かさ	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	相違理由
	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	評価項目となるパラメータに与える影響		操作時間余裕	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕		評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	評価項目となるパラメータに与える影響		操作時間余裕	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	
操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕
操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕	操作時間余裕



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）

7.3.2 想定事故2（添付資料 7.3.2.4 評価条件の不確かさの影響評価について（想定事故2））

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																
	<p style="text-align: center;">表 2 運転員等作業時間による影響、評価項目となるペラメータによる影響及び操作時間余量（想定事故2）（2/2）</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 10%;">項目</th> <th style="width: 10%;">評価項目 （運転員等作業時間）</th> <th style="width: 10%;">運転員等作業時間による影響</th> <th style="width: 10%;">評価項目となるペラメータによる影響</th> <th style="width: 10%;">運転員等作業時間余量</th> <th style="width: 10%;">運転員等作業時間余量</th> <th style="width: 10%;">運転員等作業時間余量</th> <th style="width: 10%;">運転員等作業時間余量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>炉内監視（炉内監視、炉内監視、炉内監視）</td> <td>炉内監視（炉内監視、炉内監視、炉内監視）</td> <td>炉内監視（炉内監視、炉内監視、炉内監視）</td> <td>炉内監視（炉内監視、炉内監視、炉内監視）</td> <td>炉内監視（炉内監視、炉内監視、炉内監視）</td> <td>炉内監視（炉内監視、炉内監視、炉内監視）</td> <td>炉内監視（炉内監視、炉内監視、炉内監視）</td> <td>炉内監視（炉内監視、炉内監視、炉内監視）</td> </tr> </tbody> </table>	項目	評価項目 （運転員等作業時間）	運転員等作業時間による影響	評価項目となるペラメータによる影響	運転員等作業時間余量	運転員等作業時間余量	運転員等作業時間余量	運転員等作業時間余量	炉内監視（炉内監視、炉内監視、炉内監視）	炉内監視（炉内監視、炉内監視、炉内監視）	炉内監視（炉内監視、炉内監視、炉内監視）	炉内監視（炉内監視、炉内監視、炉内監視）	炉内監視（炉内監視、炉内監視、炉内監視）	炉内監視（炉内監視、炉内監視、炉内監視）	炉内監視（炉内監視、炉内監視、炉内監視）	炉内監視（炉内監視、炉内監視、炉内監視）		
項目	評価項目 （運転員等作業時間）	運転員等作業時間による影響	評価項目となるペラメータによる影響	運転員等作業時間余量	運転員等作業時間余量	運転員等作業時間余量	運転員等作業時間余量												
炉内監視（炉内監視、炉内監視、炉内監視）	炉内監視（炉内監視、炉内監視、炉内監視）	炉内監視（炉内監視、炉内監視、炉内監視）	炉内監視（炉内監視、炉内監視、炉内監視）	炉内監視（炉内監視、炉内監視、炉内監視）	炉内監視（炉内監視、炉内監視、炉内監視）	炉内監視（炉内監視、炉内監視、炉内監視）	炉内監視（炉内監視、炉内監視、炉内監視）												

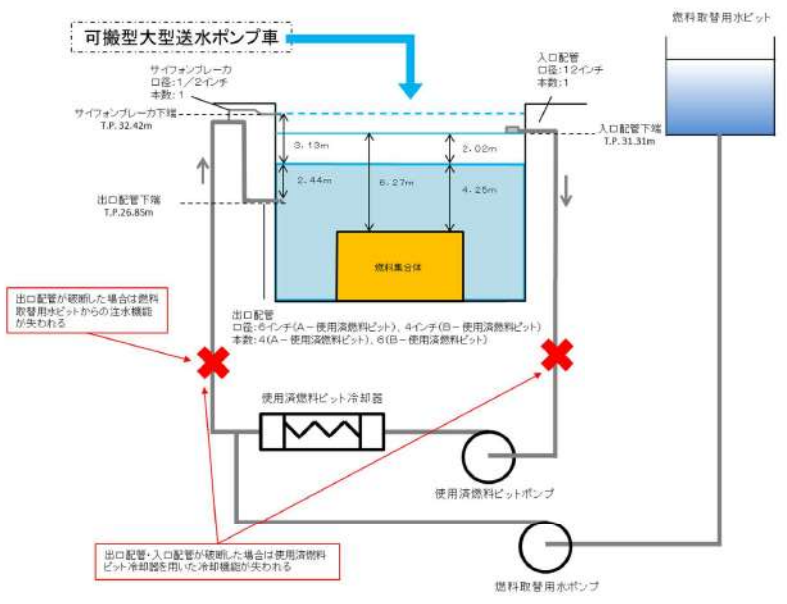
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.2. 想定事故2（添付資料 7.3.2.5 想定事故2において使用済燃料ピット冷却系配管の破断を想定している理由について）

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: right;">添付資料 4.2.2</p> <p style="text-align: center;">想定事故2においてサイフォン現象を想定している理由について</p> <p>想定事故2では、燃料プールに接続される配管の破断により、サイフォン現象によるプール水の小規模な喪失が発生することを想定している。</p> <p>しかしながら、燃料プールからの漏えいは、他の事象が起因となる事も考えられる。ここでは、サイフォン現象による燃料プール水の漏えいを想定事故2の想定とした理由について示す。</p> <p>1. 燃料プールからの水の漏えいを引き起こす可能性のある事象</p> <p>燃料プールから水が漏えいする可能性のある事象としては、以下が考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>① サイフォン現象による漏えい</li> <li>② 燃料プールライナ部の破損</li> <li>③ 燃料プールゲートの破損</li> <li>④ 燃料プールゲート開放時の原子炉ウェル及びD/Sピット側のライナ部の損傷</li> <li>⑤ 地震発生に伴うスロッシングによる漏えい</li> </ul> <p>2. 各事象の整理</p> <p>① サイフォン現象による漏えい</p> <p>サイフォン現象による漏えいは、設計で考慮されているサイフォン防止用逆止弁が機能せず、かつ、配管が破断した場合において発生する。サイフォン現象による漏えいが停止されない場合、燃料プールの底部にあるディフューザ付近まで漏えいが継続する。</p> <p>燃料プールの冷却時に使用する配管は残留熱除去系配管のように基準地震動を考慮しても高い信頼性を持つが、燃料プール冷却浄化系にはる過脱塩装置廻りのBクラスの配管が含まれる。逆止弁</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.3.2.5</p> <p style="text-align: center;">想定事故2において使用済燃料ピット冷却系配管の破断を想定している理由について</p> <p>想定事故2では、使用済燃料ピットに接続される配管の破断により、ピット水の小規模な喪失が発生することを想定している。</p> <p>しかしながら、使用済燃料ピットからの漏えいは、他の事象が起因となることも考えられる。ここでは、使用済燃料ピット冷却系配管の破断による使用済燃料ピット水の漏えいを想定事故2の想定とした理由について示す。</p> <p>1. 使用済燃料ピットからの水の漏えいを引き起こす可能性のある事象</p> <p>使用済燃料ピットから水が漏えいする可能性のある事象としては、以下が考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>①使用済燃料ピット冷却系配管の破断による漏えい</li> <li>②使用済燃料ピットライニング部の破損</li> <li>③使用済燃料ピットゲートの破損</li> <li>④使用済燃料ピットゲート開放時の原子炉キャビティ、燃料取替チャンネル、キャスクピット及び燃料検査ピットのライニング部の損傷</li> <li>⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい</li> </ul> <p>2. 各事象の整理</p> <p>①使用済燃料ピット冷却系配管の破断による漏えい</p> <p>使用済燃料ピット冷却系配管の破断による漏えいは、使用済燃料ピットに接続している冷却系配管が破断した場合において発生し、使用済燃料ピットに接続している冷却系配管には使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管と入口配管がある。</p> <p>使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管が破断した場合、当該配管の使用済燃料ピット接続部の開口部の高さはT.P. 26.85mであるが、サイフォンブレイカが設置されており、使用済燃料ピットの水位がサイフォンブレイカの使用済燃料ピット接続部の開口部の高さT.P. 32.42mまで低下すれば、サイフォンブレイカから空気が吸込まれサイフォン現象は解消され、使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管からの漏えい及び使用済燃料ピット水位の低下は停止する。</p> <p>使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管が破断した場合、当該配管の使用済燃料ピット接続部の開口部の高さ（下端）はT.P. 31.31mであり、この高さまで使用済燃料ピット水位が低下すれば、使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管からの漏えい及び使用済燃料ピット水位の低下は停止する。</p> <p>従って、使用済燃料ピット水位が最も低下するのは、使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管が破断するケースであり、その時使用済燃料ピットの水位はT.P. 31.31mまで低下する。（遮蔽が維持できる水位の約2メートル上）</p> <p>配管破断による小規模な漏えいが発生した場合、運転員は現場の漏えい検知器や使用済燃料ピット水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。事象認知後に重大事故等対処設備（可</p>	<p>事故想定相違</p> <p>・女川がサイフォン現象を想定しているのに対して、PWRは冷却系配管の破断が一番厳しいため事故想定が異なる</p> <p>設備名称相違</p> <p>設計相違</p> <p>設計相違</p> <p>記載方針相違</p> <p>設計相違</p>

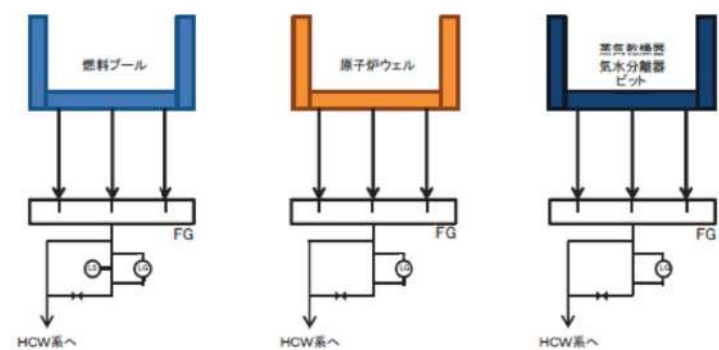
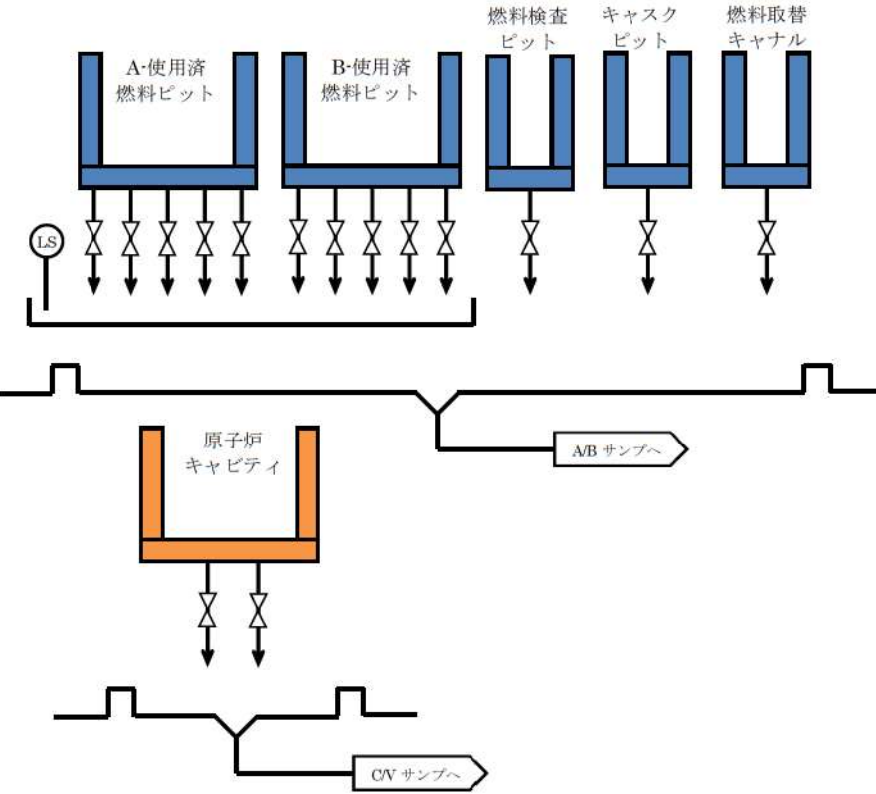
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.3.2. 想定事故2（添付資料 7.3.2.5 想定事故2において使用済燃料ピット冷却系配管の破断を想定している理由について）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>の固着及び配管破断による小規模な漏えいが発生した場合、運転員は現場の漏えい検知器やスキマサージタンクの水位低下、燃料プール水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。</p> <p>注水手段は配管の破断箇所に依存することから、残留熱除去系や燃料プール冷却浄化系の注水ラインからの注水ができない場合も考えられる。</p> <p>なお、燃料プールの水位低下は、サイフォンブレイク孔位置の付近にて停止する。運転員は、事象認知後に重大事故等対処設備（燃料プール代替注水系）を用いて注水を実施することで、燃料プールの水位は維持される。</p>	<p>搬型大型送水ポンプ車）を用いて注水を実施することで、使用済燃料ピットの水位は維持される。</p>  <p>図1 使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管・入口配管破断時の概略図</p>	<p>設計の相違</p>
<p>② 燃料プールライニング部の破損</p> <p>燃料プールの筐体は基準地震動によっても機能が維持される設計であり、高い信頼性を持つ設備である。仮に燃料プールライニング部が破損し漏えいが発生した場合、漏えいした燃料プールの保有水は燃料プールライニング漏えい検出器のドレン溜めに流れ込み、この水位によりプール水の漏えいを検知し警報が発信される（図1参照）。</p> <p>運転員はこの警報発生や燃料プール水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。ただし、ライナドレン部は燃料プールのバウンダリとしての機能を持たないことから漏えいを停止することが困難であり、漏えいが継続する。</p> <p>注水手段は、ライニング部破損による漏えいが、残留熱除去系燃料プール冷却浄化系の注水ラインに影響を与えないため、常用の注水設備及び重大事故等対処設備（燃料プール代替注水系）等となる。</p> <p>なお、燃料プールライニング部からの漏えい量（一部の箇所の破損を想定）を評価すると、最大でも32m<sup>3</sup>/h（ライナドレンの配管系と水頭圧の関係より算出）程度となり、漏えい量に応じた注水の継続</p>	<p>②使用済燃料ピットライニング部の破損</p> <p>使用済燃料ピットは基準地震動によっても機能が維持される設計であり、高い信頼性を持つ設備である。仮に使用済燃料ピットライニング部が破損し漏えいが発生した場合、漏えいした使用済燃料ピットの保有水は使用済燃料ピットライニング漏えい検知配管によりドレン受けに流れ込み、この水位によりピット水の漏えいを検知し警報が発信される（図2参照）。</p> <p>運転員はこの警報発生や使用済燃料ピット水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。ただし、ライニング漏えい検知配管は使用済燃料ピットのバウンダリとしての機能を持たないことから漏えいを停止することが困難であり、漏えいが継続する。</p> <p>注水手段は、ライニング部破損による漏えいが、燃料取替用水系や2次系補給水系の注水ラインに影響を与えないため、常用の注水設備及び重大事故等対処設備（可搬型大型送水ポンプ車）等となる。</p> <p>なお、使用済燃料ピットライニング部からの漏えい量（一部の箇所の破損を想定）を評価すると、最大でも23m<sup>3</sup>/h（ライニング漏えい検知の配管径と水頭圧の関係より算出）程度となり、漏えい量</p>	<p>設備名称の相違</p> <p>設計の相違</p>

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

7.3.2. 想定事故2（添付資料 7.3.2.5 想定事故2 において使用済燃料ビット冷却系配管の破断を想定している理由について）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>が可能であれば燃料プールの水位及び冷却機能は維持されるが、注水流量が不足し燃料プール水位の低下が継続する場合には大規模損壊の対応となる。この場合、重大事故等対処設備（燃料プールスプレイ系）によるスプレイを実施する等の対応により、使用済燃料の著しい損傷の進行を緩和できる。</p>  <p>図1 燃料プール、原子炉ウェル及び蒸気乾燥器・気水分離器ビット（D/Sビット）のライナ部</p> <p>③ 燃料プールゲートの破損              燃料プールゲートは添付資料 4.1.7「プールゲートについて」に示すように十分信頼性を有し、地震発生時においてもその機能が維持できる設計とする。仮にゲートが外れて燃料プール水の漏えいが発生した場合であっても、ゲート下部は使用済燃料の燃料有効長頂部より高い位置にあるため、</p>	<p>に応じた注水の継続が可能であれば使用済燃料ビットの水位及び冷却機能は維持されるが、注水流量が不足し使用済燃料ビット水位の低下が継続する場合には大規模損壊の対応となる。この場合、重大事故等対処設備（可搬型大型送水ポンプ車）によるスプレイを実施する等の対応により、使用済燃料の著しい損傷の進行を緩和できる。</p>  <p>図2 使用済燃料ビット、原子炉キャビティ、燃料取替チャンネル、キャスクビット及び燃料検査ビットのライニング漏えい検知系の概要</p> <p>③使用済燃料ビットゲートの破損              使用済燃料ビットゲートは添付資料 7.3.1.2「使用済燃料ビットの水位低下及び遮蔽に関する評価について」参考3に示すように十分信頼性を有し、地震発生時においてもその機能が維持できる設計とする。仮にゲートが外れて使用済燃料ビット水が他ビットへ流出した場合であっても、水位低下は</p>	<p>相違理由</p> <p>※照先の相違              設計の相違</p>

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

7.3.2. 想定事故2（添付資料 7.3.2.5 想定事故2 において使用済燃料ピット冷却系配管の破断を想定している理由について）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ゲート下端到着後に漏えいは停止し、その後の崩壊熱相当の蒸発量に応じた注水を実施することで冠水は維持される。</p> <p>運転員はゲート破損による漏えい警報確認や燃料プール水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。</p> <p>冠水維持完了後、原子炉ウェル及びD/Sピット側の管体に異常がなければ注水によって水位を回復させ、燃料プールの水位及び冷却機能を維持することができる。また、原子炉ウェル及びD/Sピット側の管体から漏えいがある場合であっても常用の注水設備及び重大事故等対処設備（燃料プール代替注水系）等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた注水が可能のため、燃料の健全性が確保される。</p> <p>④ 燃料プールゲート開放時の原子炉ウェル及びD/Sピット側のライナ部の損傷</p> <p>燃料プールゲート開放時における原子炉ウェル及びD/Sピット側のライナ部破損においても②と同様、破断箇所の特定や検知が容易であることに加えて、③と同様にゲート下端以下には燃料プール水位は低下せず、使用済燃料の燃料有効長頂部との位置関係により燃料の冠水は維持される。</p> <p>その後、原子炉ウェル及びD/Sピット側の管体に異常がなければ注水によって燃料プール水位を回復させ、燃料プールの水位及び冷却機能を維持することができる。また、原子炉ウェル及びD/Sピット側の管体から漏えいがある場合であっても常用の注水設備及び重大事故等対処設備（燃料プール代替注水系）等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた注水が可能のため、燃料の健全性が確保される。</p> <p>⑤ 地震発生に伴うスロッシングによる漏えい</p> <p>地震発生時、スロッシングにより燃料プールの保有水が漏えいし、通常水位から0.53m程度まで燃料プール水位が低下するが、燃料有効長頂部の冠水は維持される。</p> <p>スロッシング発生時、運転員は現場の漏えい検知器、燃料プール水位の低下、燃料貯蔵プールエリアの線量率上昇等により事象を認知できるため、検知は容易である。</p> <p>初期に燃料プール水位が低下するが、原子炉建屋最上階での作業に問題なく、水位低下が燃料有効長頂部に到達するまでの時間余裕は3日以上あることから、重大事故等対処設備（燃料プール代替注水系）等による注水を行うことで燃料の健全性が確保される。</p> <p>3. 想定事故2及び大規模損壊での想定</p> <p>有効性評価では「2. 各事象の整理」で想定する事象の中で、「②燃料プールライナ部の破損」を除く事象に対して、燃料の損傷を防止できることを確認している。</p>	<p>運転中で2.2mであり、遮蔽設計基準水位を満足できる。また、使用済燃料ピット水が沸騰し遮蔽設計基準水位まで下がる時間は定検中で約1.1日であるが、注水準備に要する時間は4.4時間であるため、水位が遮蔽設計基準水位まで低下する前に給水を開始することが可能である。</p> <p>また、運転員はゲート破損による漏えい警報の確認や使用済燃料ピット水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。</p> <p>④使用済燃料ピットゲート開放時の原子炉キャビティ、燃料取替キャナル、キャスクピット及び燃料検査ピットのライニング部の損傷</p> <p>使用済燃料ピットゲート開放時における原子炉キャビティ、燃料取替キャナル、キャスクピット、及び燃料検査ピットのライニング部破損においても②と同様、基準地震動によっても機能が維持される設計であり、また仮に漏えいが発生しても破断箇所の特定や検知が容易である。</p> <p>原子炉キャビティ、燃料取替キャナル、キャスクピット、及び燃料検査ピットからの漏えいを確認した場合は、常用の注水設備及び重大事故等対処設備（可搬型大型送水ポンプ車）等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた注水が可能のため、燃料の健全性が確保される。</p> <p>⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい</p> <p>地震発生時、スロッシングにより使用済燃料ピットの保有水が漏えいし、通常水位から0.1m程度まで使用済燃料ピット水位が低下するが、燃料有効長頂部の冠水は維持される。</p> <p>スロッシング発生時、運転員は使用済燃料ピット水位の低下、使用済燃料ピットエリアの線量率上昇等により事象を認知できるため、検知は容易である。</p> <p>初期に使用済燃料ピット水位が低下するが、燃料取扱棟内での作業に問題なく、遮蔽設計基準水位までに低下する時間は定検中で約1.5日であることから、重大事故等対処設備（可搬型大型送水ポンプ車）等による注水を行うことで燃料の健全性が確保される。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 10px auto;"> <p>追面【地震津波側審査の反映】                      （新たに設定した基準地震動によるSFPスロッシングの                      溢水量評価結果を受けて反映のため）</p> </div> <p>3. 想定事故2及び大規模損壊での想定</p> <p>有効性評価では「2. 各事象の整理」で想定する事象の中で、「② 使用済燃料ピットライニング部の破損」を除く事象に対して、燃料の損傷を防止できることを確認している。</p>	<p></p> <p>設計の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>評価結果の相違</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）

7.3.2. 想定事故2（添付資料 7.3.2.5 想定事故2において使用済燃料ピット冷却系配管の破断を想定している理由について）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>大規模損壊は、これらの想定時に常用の注水設備及び重大事故等対処設備による注水操作ができない状態、漏えいが継続する状況（「②燃料プールライナ部の破損」を含む）、及び常用の注水設備並びに重大事故等対処設備による注水能力を超える漏えいにより燃料プール水位が維持できない状況を想定した事象である。</p> <p>この対策として、重大事故等対処設備（燃料プールのスプレイ系）による使用済燃料の著しい損傷の進行の緩和及び環境への放射性物質放出の低減や、重大事故等対処設備（放水設備）による発電所外への放射性物質の拡散抑制を行う。</p> <p>4. 結論</p> <p>燃料プールからプール水の漏えいが発生する可能性のある①～⑤の事象について検討した。</p> <p>使用済燃料の有効燃料長頂部より高い位置で漏えいが停止する事象は、③、④及び⑤であり、基準地震動の地震の影響を考慮して発生のおそれが小さいものは②、③である。</p> <p>①の「サイフォン現象による漏えい」は、逆止弁開固着を想定するとBクラス配管が含まれることから漏えいが使用済燃料の燃料有効長頂部以下まで継続するおそれがあり、また注水ラインの破断により対応可能な注水手段が限定されることから有効性評価において選定している。</p>	<p>大規模損壊は、これらの想定時に常用の注水設備及び重大事故等対処設備による注水操作ができない状態、漏えいが継続する状況（「② 使用済燃料ピットライニング部の破損」を含む）、及び常用の注水設備並びに重大事故等対処設備による注水能力を超える漏えいにより使用済燃料ピット水位が維持できない状況を想定した事象である。</p> <p>この対策として、重大事故等対処設備（可搬型大型送水ポンプ車）を用いたスプレイによる使用済燃料の著しい損傷の進行の緩和及び環境への放射性物質放出の低減や、重大事故等対処設備（可搬型大容量海水送水ポンプ車）による発電所外への放射性物質の拡散抑制を行う。</p> <p>4. 結論</p> <p>使用済燃料ピットからピット水の漏えいが発生する可能性のある①～⑤の事象について検討した。</p> <p>②～⑤は注水により水位を回復すれば使用済燃料ピットの冷却機能を維持できるのに対して、①は使用済燃料ピットの冷却機能が喪失することに加えて、使用済燃料ピット水浄化冷却設備出口配管が破断した場合は燃料取替用水系統等による注水機能が喪失し注水手段が限定されることから、有効性評価において冷却系配管の破断を選定している。</p> <p>なお、配管破断箇所は、水位低下量がより大きい使用済燃料ピット水浄化冷却設備入口配管の破断を選定している。</p>	<p>事故想定との相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ピット水が漏えいする可能性のある事象から、油圧配管破断を、女川はサイフォン現象による漏えいを選定</li> </ul>

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE741-9 r.7.0
提出年月日	令和5年5月31日

泊発電所3号炉  
重大事故等対策の有効性評価  
比較表

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失

令和5年5月  
北海道電力株式会社

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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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. 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【大飯】【高浜】と記載している

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	原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に 伴い、余熱除去機能が喪失することから、緩 和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱に よる1次冷却材の蒸散に伴い1次冷却系保有 水量が減少することで炉心が露出し、燃料損 傷に至る。	原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に 伴い、余熱除去機能が喪失することから、緩 和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱に よる1次冷却材の蒸散に伴い1次系保有水量 が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に 至る。	原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障によ り、余熱除去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、 炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1 次冷却系保有水量が減少することで燃料が露 出し、燃料損傷に至る。	相違なし （一部記載表現は異なるが、想定する 事故シーケンスグループの特徴は同様）
燃料損傷防止対策	燃料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、充てんポンプ、 高圧注入ポンプ、蓄圧タンク及び恒設代替低 圧注水ポンプによる炉心注水を整備する。長 期的な除熱を可能とするため、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 スプレイ並びに格納容器再循環ユニットによる 格納容器内自然対流冷却を整備する。	燃料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、充てん/高圧注 入ポンプ、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注 水ポンプによる炉心注水を整備する。長期的 な除熱を可能とするため、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 並びに格納容器再循環ユニットによる格納容 器内自然対流冷却を整備する。	燃料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 て充てんポンプ、高圧注入ポンプ及び代替格 納容器スプレイポンプによる炉心注水を整備 する。また、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を用いた代替再循 環による炉心冷却手段及びA-格納容器ス プレイポンプを用いた格納容器スプレイ並び に格納容器再循環ユニットを用いた格納容器 内自然対流冷却による原子炉格納容器除熱手 段を整備する。	設計の相違 ・泊は代替格納容器スプレイポンプの 起動に対する余裕時間があり、また誤 操作や誤動作の防止、作業員の安全の 確保の観点から蓄圧タンクを炉心注 水手段とはしていない（玄海と同様）



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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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）

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
重要事故シーケンス	「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」			相違なし
有効性評価の結果（評価項目等）	燃料有効長頂部の冠水：蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することなく燃料有効長頂部は冠水している。 放射線の遮蔽が維持される水位の確保：燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることなく、放射線の遮蔽を維持できる。 未臨界の確保：事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-6.2% Δk/k であり、未臨界であることを確認した。	燃料有効長頂部の冠水：蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することなく燃料有効長頂部は冠水している。 放射線の遮蔽が維持される水位の確保：燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることなく、放射線の遮蔽を維持できる。 未臨界の確保：事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-4.6% Δk/k であり、未臨界であることを確認した。	燃料有効長頂部の冠水：代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することなく燃料は冠水維持される。 放射線の遮蔽が維持される水位の確保：燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器蓋は閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることなく、放射線の遮蔽は維持される。 未臨界の確保：事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-7.1% Δk/k であり、未臨界であることを確認した。	相違なし （燃料損傷防止対策が異なるが、燃料有効長頂部が冠水している点では同様。また、未臨界の確保では炉心反応度の最大値が異なるが、最大値が0未満であり未臨界を確保できている点では同様。）

2-4) 主な差異

項目	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
電源の確保	炉心注水に使用する恒設代替低圧注水ポンプの電源として空冷式非常用発電装置が必要	大飯と同じ	炉心注水に使用する代替格納容器スプレイポンプはディーゼル発電機により受電可能	設計の相違 ・大飯、高浜は恒設代替低圧注水ポンプの起動に空冷式非常用発電装置が必要だが、泊の代替格納容器スプレイポンプは非常用高圧母線からの受電が可能であり、代替非常用発電機の起動は不要（玄海と同様）

2-5) 差異の識別の省略

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	恒設代替低圧注水ポンプ	恒設代替低圧注水ポンプ	代替格納容器スプレイポンプ	-
	充てんポンプ	充てん/高圧注入ポンプ	充てんポンプ	-
	B充てんポンプ（自己冷却）	B充てん/高圧注入ポンプ（自己冷却）	B-充てんポンプ（自己冷却）	-
	燃料取替用水ビット	燃料取替用水タンク	燃料取替用水ビット	-
	A、D格納容器再循環ユニット	A、B格納容器再循環ユニット	C、D-格納容器再循環ユニット	-
	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	-
記載表現の相違	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	-
	1次冷却系	1次系	1次冷却系	（大飯と同様）
	代替炉心注水	炉心注水	代替炉心注水	（大飯と同様）
	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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p> <p>本原子炉施設において選定された事故シーケンスグループごとに選定した重要事故シーケンスについて、その発生原因と当該事故に対処するために必要な対策について説明し、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価を行い、その結果について説明する。</p>	<p>5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p>	<p>5. 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p>	<p>7.4 運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故</p>	<p>【大阪】 記載方針の相違 ・大阪は添付書類十と同様の記載をまとめ資料にも記載しているが、泊は添付書類十には記載するがまとめ資料には記載しない方針（高浜、女川と同様）</p>
<p>5.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）</p> <p>5.1.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「余熱除去機能が喪失する事故」、「外部電源喪失時に余熱除去系による冷却に失敗する事故」及び「原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い、余</p>	<p>5.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）</p> <p>5.1.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「余熱除去機能が喪失する事故」、「外部電源喪失時に余熱除去系による冷却に失敗する事故」及び「原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い、余</p>	<p>5.1 崩壊熱除去機能喪失</p> <p>5.1.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に含まれる事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「崩壊熱除去機能喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」及び②「外部電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系の故障により、</p>	<p>7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）</p> <p>7.4.1.1 事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に含まれる事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「余熱除去機能が喪失する事故」、「外部電源喪失時に余熱除去系による冷却に失敗する事故」及び「原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障により、余熱</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>熱除去機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1次冷却系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、炉心注水を行うことにより1次冷却系保有水を確保し、燃料損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料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、充てんポンプ、高圧注入ポンプ、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、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並びに格納容器再循環ユニットに</p>	<p>熱除去機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1次系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、炉心注水を行うことにより1次系保有水を確保し、燃料損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料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、充てん/高圧注入ポンプ、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、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並びに格納容器再循環ユニットによる格</p>	<p>崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため、燃料の崩壊熱により原子炉冷却材が蒸発することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により燃料が露出し燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、崩壊熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、崩壊熱除去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、運転員が異常を認知して、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を行うことにより、燃料損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉を除熱する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料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、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）による原子炉注水手段及び除熱手段を整備する。</p>	<p>除去機能が喪失することを想定する。このため、燃料の崩壊熱により1次冷却材が蒸発することから、緩和措置がとられない場合には、炉心水位の低下により燃料が露出し、燃料損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、余熱除去機能を喪失したことによって燃料損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価には、余熱除去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、運転員が異常を認知して、充てんポンプ、高圧注入ポンプ及び代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を行うことにより、燃料損傷の防止を図る。また、代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器内自然対流冷却による最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより、原子炉及び原子炉格納容器を除熱する。</p> <p>(3) 燃料損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対して、燃料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、初期の対策として充てんポンプ、高圧注入ポンプ及び代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を整備する。また、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を用いた代替再循環による炉心冷却手段及びA-格納容</p>	<p>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】 設計の相違 ・泊は代替格納容器スプレイポンプの起動に対する余裕時間があ</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>よる格納容器内自然対流冷却を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第5.1.1図に、対応手順の概要を第5.1.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第5.1.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち、「5.1.2(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要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計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6名である。発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員が2名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員が6名である。この必要な要員と作業項目について第5.1.3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</p>	<p>納容器内自然対流冷却を整備する。</p> <p>対策の概略系統図を第5.1.1図に、対応手順の概要を第5.1.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第5.1.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループのうち、「5.1.2(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要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要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。召集要員に期待しない事象発生6時間までは、中央制御室の運転員が、中央監視・指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員6名、発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員が2名、関係各所に通報連絡等を行う本部要員が6名である。この必要な要員と作業項目について第5.1.3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</p>	<p>また、原子炉補機冷却機能喪失により崩壊熱除去機能が喪失した場合については「5.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第5.1.1図及び第5.1.2図に、手順の概要を第5.1.3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操作手順の関係を第5.1.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける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11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3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5.1.4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</p>	<p>器スプレイポンプを用いた格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>また、原子炉補機冷却機能喪失により余熱除去機能が喪失した場合については「7.4.2 全交流動力電源喪失」にて燃料損傷防止対策の有効性を確認する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第7.4.1.1図に、手順の概要を第7.4.1.2図に示すとともに、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.4.1.1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループにおける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、災害対策要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、災害対策要員が1名、関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員が3名である。必要な要員と作業項目について第7.4.1.3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</p>	<p>り、また誤操作や誤動作の防止、作業員の安全の確保の観点から蓄圧タンクを炉心注水手段とはしていない（玄海と同様）</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】記載表現の相違（女川実績の反映）</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除けば、対応機作要員数とも同等）</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>を確認した結果、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計40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、緊急安全対策要員が24名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員が6名である。</p> <p>a. 余熱除去機能喪失の判断                      余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は余熱除去冷却器による冷却不能を確認した場合は、余熱除去機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復操作を実施する。</p> <p>余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>b. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止</p>	<p>を確認した結果、54名で対応可能である。</p> <p>a. 余熱除去機能喪失の判断                      余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は余熱除去冷却器による冷却不能を確認した場合は、余熱除去機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復操作を実施する。</p> <p>余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>b. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止</p>	<p>を確認した結果、11名で対応可能である。</p> <p>a. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認                      原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障により、崩壊熱除去機能が喪失する。これにより、原子炉水温が上昇し100℃に到達する。運転員は原子炉水温の上昇等を確認し、崩壊熱除去機能喪失を確認する。                      残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器出口温度等である。                      （添付資料5.1.1）</p>	<p>を確認した結果、20名で対応可能である。</p> <p>a. 余熱除去機能喪失の判断                      余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は余熱除去冷却器による冷却不能を確認した場合は、余熱除去機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復操作を実施する。</p> <p>余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、低圧注入流量等である。                      （添付資料7.4.1.17）</p> <p>b. 原子炉格納容器からの退避指示及び格納容器エアロックの閉止</p>	<p>【大阪、高浜】                      体制の相違                      【大阪】                      記載方針の相違                      ・大阪は本事象でのみ重要事故シークエンス以外の事故シークエンスでの必要な要員の内訳を記載している                      ・なお、泊では内訳は添付資料に記載し本文には人数のみ記載している（高浜、女川と同様）</p> <p>【大阪、高浜】                      設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】                      添付資料の相違（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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>原子炉格納容器内にいる作業員に対して<b>エバケーションアラーム</b>又は<b>ベージング装置</b>により退避の指示を行う。作業員が<b>所定の退避場所</b>へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。</p> <p>(添付資料 5.1.1)</p>	<p>原子炉格納容器内にいる作業員に対して<b>エバケーションアラーム</b>又は<b>ベージング装置</b>により退避の指示を行う。作業員が<b>所定の退避場所</b>へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。</p> <p>(添付資料 5.1.1)</p>		<p>原子炉格納容器内にいる作業員に対して<b>格納容器内退避警報</b>又は<b>所内通話設備</b>により退避の指示を行う。作業員が<b>原子炉格納容器外</b>へ退避したことを確認すれば、格納容器エアロックを閉止する。</p> <p>(添付資料 7.4.1.1)</p>	<p>【大阪、高浜】 設備名称の相違 【大阪、高浜】 記載表現の相違（伊方と同様）</p>
<p>c. 余熱除去機能回復操作 余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに、他の対応処置と並行して、余熱除去機能の回復操作を継続する。</p>	<p>c. 余熱除去機能回復操作 余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに、他の対応処置と並行して、余熱除去機能の回復操作を継続する。</p>		<p>c. 余熱除去機能回復操作 余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに、他の対応処置と並行して、余熱除去機能の回復操作を継続する。</p>	
<p>d. 原子炉格納容器隔離操作 放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。</p>	<p>d. 原子炉格納容器隔離操作 放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。</p>		<p>d. 原子炉格納容器隔離操作 放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。</p>	
<p>e. 充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水 炉心水位を回復させるため、<b>燃料取替用水ビット</b>を水源とした<b>充てんポンプ</b>又は<b>高圧注入ポンプ</b>による炉心注水が期待できる場合は、優先して実施する。</p> <p>充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>また、<b>空冷式非常用発電装置及び恒設代替低圧注水ポンプ</b>の準備を行う。</p>	<p>e. 充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水 炉心水位を回復させるため、<b>燃料取替用水タンク</b>を水源とした<b>充てん／高圧注入ポンプ</b>による炉心注水が期待できる場合は、優先して実施する。</p> <p>充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>また、<b>空冷式非常用発電装置及び恒設代替低圧注水ポンプ</b>の準備を行う。</p>	<p>b. 逃がし安全弁による原子炉の低圧状態維持 崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が100℃に到達し、原子炉圧力が昇することから、原子炉を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1個を開操作する。</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、<b>原子炉圧力</b>等である。</p>	<p>e. 充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水 炉心水位を回復させるため、<b>燃料取替用水ビット</b>を水源とした<b>充てんポンプ</b>又は<b>高圧注入ポンプ</b>による炉心注水が期待できる場合は、優先して実施する。</p> <p>充てんポンプ又は高圧注入ポンプによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>また、<b>代替格納容器スプレイポンプ</b>の準備を行う。</p>	<p>【高浜】 設計の相違 【大阪、高浜】 設計の相違 ・大阪、高浜は恒設代替低圧注水ポンプの起動に空冷式非常用発電装置が必要だ</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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. 燃料取替用水ピットによる炉心注水                      炉心水位を回復させるため、燃料取替用水ピット水の原子炉への重力注水が期待できる場合は、優先して実施する。                      燃料取替用水ピットによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>g. 炉心注水及び1次冷却系保有水確保操作                      炉心水位を回復させるため、原子炉格納容器からの退避完了及び格納容器エアロックの閉止を確認後、蓄圧タンク出口弁を開操作し炉心注水を実施する。以降、炉心水位の低下を継続監視し、2基目及び3基目の蓄圧タンク出口弁を開操作する。                      また、恒設代替低圧注水ポンプの準備ができれば代替炉心注水を開始し、1次冷却系保有水量を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸散により炉心崩壊熱を除去する。                      炉心注水及び1次冷却系保有水確保の操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.1.2)</p>	<p>f. 燃料取替用水タンクによる炉心注水                      炉心水位を回復させるため、燃料取替用水タンク水の炉心への重力注水が期待できる場合は、優先して実施する。                      燃料取替用水タンクによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>g. 炉心注水及び1次系保有水確保操作                      炉心水位を回復させるため、原子炉格納容器からの退避完了及び格納容器エアロックの閉止を確認後、蓄圧タンク出口弁を開放し炉心注水を実施する。以降、炉心水位の低下を継続監視し、2基目の蓄圧タンク出口弁を開放する。                      また、恒設代替低圧注水ポンプの準備ができれば炉心への注水を開始し、1次系保有水量を維持すると共に、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸散により炉心崩壊熱を除去する。                      炉心注水及び1次系保有水確保の操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 5.1.17)</p>	<p>c. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水                      崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し、原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ出口流量等である。</p>	<p>f. 燃料取替用水ピットによる炉心注水                      炉心水位を回復させるため、燃料取替用水ピット水の原子炉への重力注水が期待できる場合は、優先して実施する。                      燃料取替用水ピットによる炉心注水に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p> <p>g. 炉心注水及び1次冷却系保有水確保操作                      炉心水位を回復させるため、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を開始し、1次冷却系保有水量を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸発により炉心崩壊熱を除去する。                      炉心注水及び1次冷却系保有水確保の操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。</p>	<p>が、泊の代替格納容器スプレイポンプは非常用高圧母線からの受電が可能であり、代替非常用発電機の起動は不要（玄海と同様）</p> <p>【大阪、高浜】設計の相違                      ・差異理由は前述どおり（2ページ参照）                      ・注水方法の差異による対応方針の相違（伊方、玄海と同様）</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>h. アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動</p> <p>格納容器圧力（広域）計指示が上昇し 39.0kPa[gage]になれば、アンユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアンユラス空気浄化ファンを起動する。</p> <p>また、中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は、格納容器圧力（広域）である。</p> <p>i. 代替再循環運転又は高圧再循環運転による1次冷却系の冷却</p> <p>長期対策として、燃料取替用水ピットを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる代替炉心注水を継続して実施する。</p> <p>また、余熱除去機能が回復しない状態で、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%）到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が56%以上であることを確認し、格納容器再循環サンプからA格納容器スプレイ</p>	<p>h. アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動</p> <p>原子炉格納容器圧力計指示が上昇し 25.5kPa[gage]になれば、アンユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアンユラス空気浄化ファンを起動する。</p> <p>また、中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は、格納容器広域圧力である。</p> <p>i. 代替再循環運転による1次系の冷却</p> <p>長期対策として、燃料取替用水タンクを水源とした恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を継続して実施する。</p> <p>また、余熱除去機能が回復しない状態で、燃料取替用水タンク水位計指示が16%到達及び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し、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</p>	<p>d. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）運転による原子炉水位回復後、中央制御室にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切替えを行い、崩壊熱除去機能を回復する。</p> <p>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転による崩壊熱除去機能回復を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。</p> <p>崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全</p>	<p>h. アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動</p> <p>原子炉格納容器圧力指示が上昇し 0.025MPa[gage]になれば、アンユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策としてアンユラス空気浄化ファンを起動する。</p> <p>また、中央制御室の作業環境確保のため、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>アンユラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動に必要な計装設備は、原子炉格納容器圧力である。</p> <p>i. 代替再循環運転又は高圧再循環運転による1次冷却系の冷却</p> <p>燃料取替用水ピットを水源とした代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を継続して実施する。</p> <p>また、余熱除去機能が回復しない状態で、燃料取替用水ピット水位指示が再循環切替水位 16.5%到達及び格納容器再循環サンプ水位（広域）指示が71%以上であることを確認し、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</p>	<p>添付資料の相違</p> <p>・蓄圧タンクによる炉心注水に関する添付資料であり泊は蓄圧タンクを使用しないため添付資料を作成していない（玄海と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 設計の相違</p> <p>・泊は非プースティンがプラントであり、高圧再循環に余熱除去系を使用しないため、余熱除去系が機能喪失している本事業において高圧再循環を実施することが可能である（大阪と同</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>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代替再循環運転又は高圧注入ポンプを経て炉心注水する高圧再循環運転に切り替えることで、継続的な炉心冷却を行う。</p> <p>代替再循環運転による1次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は、余熱除去流量等であり、高圧再循環運転による1次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>j. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>長期対策として、A、D格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。</p> <p>なお、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じてB格納容器スプレイポンプにより、格納容器スプレイ再循環運転を継続的に行う。</p>	<p>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代替再循環運転に切り替えることで、継続的な炉心冷却を行う。</p> <p>代替再循環運転による1次系の冷却操作に必要な計装設備は、余熱除去流量等である。</p> <p>j. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>長期対策として、A、B格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。</p> <p>なお、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じてB格納容器スプレイポンプにより、格納容器スプレイ系再循環運転を継続的に行う。</p>	<p>弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を停止するため、逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とする。</p>	<p>ブ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代替再循環運転又は高圧注入ポンプを経て炉心注水する高圧再循環運転に切り替えることで、継続的な炉心冷却を行う。</p> <p>代替再循環運転による1次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は、低圧注入流量等であり、高圧再循環運転による1次冷却系の冷却操作に必要な計装設備は、高圧注入流量等である。</p> <p>j. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>C、D-格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉格納容器内の除熱を継続的に実施する。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。</p> <p>なお、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じてA-格納容器スプレイポンプにより、格納容器スプレイ再循環運転を継続的に行う。</p>	<p>（緑）</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>・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】 設備名称の相違</p> <p>【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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>5.1.2 燃料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、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水開始までの時間余裕が短く、かつ、要求される設備容量の観点から代表性があり、炉心崩壊熱が高く、1次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」である。なお、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の有効性を確認する観点から、充てんポンプ及び高圧注入ポンプの機能喪失の重量を考慮する。</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・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ECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク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ブラン</p>	<p>5.1.2 燃料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、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水開始までの時間余裕の観点から代表性があり、かつ、要求される設備容量の観点から、炉心崩壊熱が高く、1次系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」である。なお、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の有効性を確認する観点から、充てん/高圧注入ポンプの機能喪失の重量を考慮する。</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・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ECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク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</p>	<p>5.1.2 燃料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、「崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「POS-A PCV/RPV開放及び原子炉ウエル満水への移行状態」が燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p>	<p>7.4.1.2 燃料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、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水開始までの時間余裕が短く、かつ、要求される設備容量の観点から代表性があり、炉心崩壊熱が高く、1次冷却系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」である。なお、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水の有効性を確認する観点から、充てんポンプ及び高圧注入ポンプの機能喪失の重量を考慮する。</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて想定するプラント状態は、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に對して、最も厳しい想定である。したがって、当該プラント状態を基本とし、他のプラント状態も考慮した想定において評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のプラント状態においても、評価項目を満足できる。</p> <p>(添付資料 7.4.1.10, 7.4.1.11, 7.4.1.12)</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・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M-RELAP5により、</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】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載箇所の相違（女川実績の反映） ・泊と同様の記載を大阪、高浜は「(3)有効性評価結果」の最後に記載</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>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>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、本重要事故シナリオにおける運転員等操作時間に与える影響、<b>要員の配置による他の操作に与える影響</b>、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>本重要事故シナリオに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第5.1.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シナリオ特有の解析条件を以下に示す。                      (添付資料 5.1.3)</p>	<p>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>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、本重要事故シナリオにおける運転員等操作時間に与える影響、<b>要員の配置による他の操作に与える影響</b>、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>本重要事故シナリオに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第5.1.2.1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シナリオ特有の解析条件を以下に示す。                      (添付資料 5.1.2)</p>	<p>また、<b>評価条件</b>の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シナリオ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。                      (添付資料 5.1.2, 5.1.3)</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シナリオに対する初期条件も含めた主要な<b>評価条件</b>を第5.1.2表に示す。また、主要な<b>評価条件</b>について、本重要事故シナリオ特有の<b>評価条件</b>を以下に示す。</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 原子炉圧力容器の状態</p> <p>原子炉圧力容器の未開放時について評価する。原子炉圧力容器の開放時については、燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から、未開放時の評価に包絡される。</p> <p>(b) 崩壊熱</p> <p>原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979の式に基づくものとし、また、崩壊熱を厳しく見積もるために、原子炉停止1日後の崩壊熱を用いる。このときの崩壊熱は約14MWである。</p> <p>なお、崩壊熱に相当する原子炉冷却材の蒸発量は約24m<sup>3</sup>/hである。                      (添付資料 5.1.4)</p>	<p>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>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、本重要事故シナリオ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>本重要事故シナリオに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.4.1.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シナリオ特有の解析条件を以下に示す。                      (添付資料 7.4.1.2)</p> <p>a. 初期条件</p> <p>(a) 炉心崩壊熱</p> <p>炉心崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線を使用する。また、使用する炉心崩壊熱はウラン燃料及びウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷を考慮するとともに、燃焼度が高くなるサイクル末期炉心を対象に設定し、局所的な影響を考慮した高温点評価用崩壊熱を用いる。</p>	<p>(2ページ参照)</p> <p><b>【大阪、高浜】</b>                      評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p><b>【大阪、高浜】</b>                      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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、余熱除去ポンプ1台での浄化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により運転中の余熱除去系が機能喪失するものとする。</p>	<p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、余熱除去ポンプ1台での浄化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により運転中の余熱除去系が機能喪失するものとする。</p>	<p>(c) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温</p> <p>事象発生前の原子炉水位は通常運転水位とし、また、原子炉初期水温は52℃とする。</p> <p>(d) 原子炉圧力</p> <p>原子炉の初期圧力は大気圧が維持されているものとする。また、事象発生後において、水位低下量を厳しく見積もるために、原子炉圧力は大気圧に維持されているものとする<sup>※1</sup>。</p> <p>※1 実操作では残留熱除去系（低圧注水モード）の注水準備が完了した後で原子炉減圧を実施することになり、残留熱除去系（低圧注水モード）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることになる。大気圧より高い圧力下での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べて小さくなるため、原子炉圧力が大気圧に維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障によって、崩壊熱除去機能を喪失するものとする。</p>	<p>(b) 1次冷却材高温側温度</p> <p>ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値として、1次冷却材高温側温度の初期値は93℃とする。</p> <p>(c) 1次冷却材水位</p> <p>プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転中の水位として、1次冷却材の初期水位は、原子炉容器出入口配管の中心高さを100mm上回る高さとする。</p> <p>(d) 1次冷却材圧力</p> <p>ミッドループ運転中は、1次冷却系は大気開放状態としていることから、1次冷却材圧力の初期値は大気圧とする。</p> <p>b. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、余熱除去ポンプ1台での浄化運転中に、運転中の余熱除去ポンプの故障によって、余熱除去機能を喪失するものとする。</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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) 安全機能の喪失に対する仮定                      運転中の余熱除去機能喪失後に待機中の余熱除去系が機能喪失するものとする。また、<b>充てん機能及び高压注入機能が喪失するものとする。</b></p> <p>(c) 外部電源                      外部電源はないものとする。</p> <p>外部電源がない場合、ディーゼル発電機により<b>アニュラス空気浄化ファンの運転</b>が可能であることから、外部電源がある場合と事象進展は同等となる<b>ものの</b>、資源の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。</p>	<p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定                      運転中の余熱除去機能喪失後に待機中の余熱除去系も機能喪失するものとする。また、<b>充てん/高压注入機能が喪失するものとする。</b></p> <p>(c) 外部電源                      外部電源はないものとする。</p> <p>外部電源がない場合、ディーゼル発電機により<b>アニュラス空気浄化ファンの運転</b>が可能であることから、外部電源がある場合と事象進展は同等となる<b>ものの</b>、資源の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。</p>	<p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定                      起因事象の想定により、運転中の<b>残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）</b>の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源                      外部電源は使用できないものと仮定する。</p> <p>外部電源が使用できない場合においても、<b>非常用ディーゼル発電機</b>にて<b>残留熱除去系（低压注水モード）</b>による原子炉注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点で厳しい評価条件となる外部電源が使用できない場合を想定する。</p>	<p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定                      運転中の余熱除去機能喪失後に待機中の余熱除去系が機能喪失するものとする。また、<b>充てん機能及び高压注入機能が喪失するものとする。</b></p> <p>(c) 外部電源                      外部電源は<b>使用できないものと仮定する。</b></p> <p>外部電源が<b>使用できない場合</b>においても、ディーゼル発電機にて<b>代替格納容器スプレイポンプ</b>による炉心注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の評価の観点で<b>厳しい評価条件</b>となる外部電源が<b>使用できない場合</b>を想定する。</p>	<p>【高浜】                      記載表現の相違</p> <p>【大阪、高浜】                      記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】                      記載方針の相違</p> <p>・泊はディーゼル発電機の負荷に接続する設備で影響の大きい設備を記載（燃料損傷防止対策の設備を記載している点では伊方と同様）</p> <p>【大阪、高浜】                      設計の相違</p> <p>・差異理由は前述どおり                      （2ページ参照）</p>
<p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 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及び初期保有水量については、<b>最低保持圧力及び最低保有水量を用いる。</b></p> <p>蓄圧タンク保持圧力                      （最低保持圧力）                      1.0MPa[gage]</p> <p>蓄圧タンク保有水量                      （最低保有水量）                      26.9m<sup>3</sup>（1基当たり）</p> <p>(b) 恒設代替低压注水ポンプの原子炉への注水流量</p>	<p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 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及び初期保有水量については、<b>最低保持圧力及び最低保有水量を用いる。</b></p> <p>蓄圧タンク保持圧力                      （最低保持圧力）                      4.04MPa[gage]</p> <p>蓄圧タンク保有水量                      （最低保有水量）                      29.0m<sup>3</sup>（1基あたり）</p> <p>(b) 恒設代替低压注水ポンプの原子炉への注水流量</p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) <b>残留熱除去系（低压注水モード）</b>  <b>残留熱除去系（低压注水モード）</b></p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) <b>代替格納容器スプレイポンプ</b>の原子炉への注水流量</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>原子炉停止 72 時間後を事象開始として、「5.1.2(2)c. 重大事故等対策に関連する操作条件」の(b)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として、28m<sup>3</sup>/h 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) 蓄圧タンクによる炉心注水操作は、事象発生を検知及び判断並びに蓄圧タンクによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、1基目は事象発生後の60分後、2基目は事象発生後の100分後、3基目は事象発生後の140分後に注水するものとする。</p> <p>(b) 恒設代替低圧注水ポンプの炉心注水操作は、事象発生を検知及び判断、空冷式非常用発電装置の準備並びに恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、3基目の蓄圧タンクの注水以降とし、事象発生後の141分後に開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果                      本重要事故シーケンスの事象進展を第5.1.2図に、1次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第5.1.4図から第5.1.12図に示す。</p>	<p>原子炉停止 55 時間後を事象開始として、c. (b)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として、30m<sup>3</sup>/h 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) 蓄圧タンクによる炉心注水操作は、事象発生を検知及び判断並びに蓄圧タンクによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、1基目は事象発生後の60分後、2基目は事象発生後の90分後に注水するものとする。</p> <p>(b) 恒設代替低圧注水ポンプの炉心注水操作は、事象発生を検知及び判断、空冷式非常用発電装置の準備並びに恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間、かつ、2基目の蓄圧タンクの注水以降とし、事象発生後の91分後に開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果                      本重要事故シーケンスの事象進展を第5.1.1.2図に、1次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の1次系パラメータの推移を第5.1.2.1図から第5.1.2.9図に示す。</p>	<p>による原子炉注水流量は 1,136m<sup>3</sup>/h とする。</p> <p>(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）                      伝熱容量は、熱交換器1基当たり約8.8MW（原子炉冷却材温度52℃、海水温度26℃において）とする。</p> <p>d. 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) 残留熱除去系（低圧注水モード）                      による原子炉注水は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）故障に伴う崩壊熱除去機能喪失確認を考慮し、事象発生から2時間後に実施するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果                      本重要事故シーケンスにおける原子炉水位の推移を第5.1.5図に、原子炉水位と線量率の関係を第5.1.6図に示す。</p>	<p>原子炉停止 72 時間後を事象開始として、「7.4.1.2(2) d. 重大事故等対策に関連する操作条件」の(a)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸発量に対して燃料損傷防止が可能な流量として、29m<sup>3</sup>/h とする。</p> <p>d. 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>(a) 代替格納容器スプレイポンプの炉心注水操作は、事象発生を検知及び判断並びに代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、事象発生後の60分後に開始するものとする。</p> <p>(3) 有効性評価の結果                      本重要事故シーケンスの事象進展を第7.4.1.2図に、1次冷却材圧力、加圧器水位、燃料被覆管温度等の1次冷却系パラメータの推移を第7.4.1.4図から第7.4.1.12図に示す。</p>	<p>【高浜】                      解析条件の相違                      ・ 定検運用を考慮し、適切な評価時間を設定                      【大阪、高浜】                      解析条件の相違</p> <p>【大阪、高浜】                      設計の相違                      ・ 差異理由は前述どおり                      (2ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】                      設計の相違                      ・ 差異理由は前述どおり (2.5ページ参照)                      【大阪、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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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、余熱除去機能が喪失することにより、1次冷却材温度が上昇し、約2分で1次冷却材が沸騰、蒸散することで、1次冷却系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。事象発生の60分後に1基目、100分後に2基目、140分後に3基目の蓄圧タンクから炉心注水することにより、炉心水位を確保することができる。蓄圧タンクによる炉心注水に伴い1次冷却系保有水量が増加することで、加圧器への流入流量も増加することから、加圧器からの流出流量はその都度変動する。</p> <p>事象発生の141分後に恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を開始することで、次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより、1次冷却系水位を確保することができる。</p> <p>(添付資料 5.1.4、5.1.5)</p> <p>b. 評価項目等</p>	<p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、余熱除去機能が喪失することにより、1次冷却材温度が上昇し、約1分で1次冷却材が沸騰、蒸散することで、1次系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。その後、炉心に流入する冷却材温度の上昇により炉心での発生蒸気量が増加し、加圧器への流入流量も増加することに伴い、加圧器からの流出流量は再び増加に転じる。</p> <p>事象発生の60分後に1基目、90分後に2基目の蓄圧タンクから炉心注水することにより、炉心水位を確保することができる。蓄圧タンクによる炉心注水に伴い1次系保有水量が増加することから、加圧器からの流出流量はその都度変動する。</p> <p>事象発生の91分後に恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水を開始することで、次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより、1次系水位を確保することができる。</p> <p>(添付資料 5.1.3、5.1.4)</p> <p>b. 評価項目等</p>	<p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し、約1時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の機能喪失に伴う原子炉水温の上昇により異常を認知し、事象発生から2時間後に待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水モード）による注水を行う。</p> <p>原子炉水位回復から約60分後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）へ切り替え、除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する<sup>※2</sup>。</p> <p>※2 原子炉冷却材の温度が100℃の場合における残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）1系統での除熱能力は、燃料の崩壊熱を上回るため、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）への切替えを実施することで原子炉水温は低下する。</p> <p>実操作では残留熱除去系（低圧注水モード）の準備が完了した後で原子炉減圧を実施することとなり、残留熱除去系（低圧注水モード）の注水特性に応じて大気圧より高い圧力で注水が開始されることとなる。そのため、原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な条件となる。</p> <p>b. 評価項目等</p>	<p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、余熱除去機能が喪失することにより、1次冷却材温度が上昇し、約1分で1次冷却材が沸騰、蒸発することで、1次冷却系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。その後、炉心に流入する1次冷却材温度の上昇により炉心での発生蒸気量が増加し、加圧器への流入流量も増加することに伴い、加圧器からの流出流量は再び増加に転じる。</p> <p>事象発生の60分後に代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を開始することで、次第に加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより、炉心水位を確保することができる。</p> <p>(添付資料 7.4.1.3、7.4.1.4)</p> <p>b. 評価項目等</p>	<p>【大阪】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違 ・泊では本事象内及び全交流動力電源喪失と記載を整合させた</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>炉心上端ボイド率は第 5.1.5 図に示すとおりであり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することはない燃料有効長頂部は冠水している。</p> <p>また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/h を上回ることはなく、放射線の遮蔽を維持できる。</p> <p>(添付資料 5.1.6)</p> <p>炉心崩壊熱による1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材の密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。</p> <p>これらの効果を考慮し、事象発生後の1次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-6.2% <math>\Delta k/k</math> であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素値が取替炉心で大きく変わら</p>	<p>炉心上端ボイド率は第5.1.2.2図に示すとおりであり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することはない燃料有効長頂部は冠水している。</p> <p>また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることはなく、放射線の遮蔽を維持できる。</p> <p>(添付資料 5.1.5)</p> <p>炉心崩壊熱による1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材の密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。</p> <p>これらの効果を考慮し、事象発生後の1次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-4.6% <math>\Delta k/k</math> であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素値が取替炉心で大きく変わら</p>	<p>原子炉水位は、第 5.1.5 図に示すとおり、燃料有効長頂部の約 4.2m 上まで低下するに留まり、燃料は冠水維持される。</p> <p>原子炉圧力容器は未開放であり、第 5.1.6 図に示すとおり、必要な遮蔽が維持される水位である燃料有効長頂部の約 2.0m 上を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>なお、線量率の評価点は原子炉建屋燃料取替床の床付近としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。</p>	<p>炉心上端ボイド率は第7.4.1.5図に示すとおりであり、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することはない燃料は冠水維持される。</p> <p>また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器蓋は閉止されている状態であり、炉心上部の遮蔽物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値0.15mSv/hを上回ることはなく、放射線の遮蔽は維持される。</p> <p>(添付資料 7.4.1.5)</p> <p>炉心崩壊熱による1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の低下による正の反応度帰還効果の方が大きくなることにより、一時的に反応度は上昇する場合もある。</p> <p>これらの効果を考慮し、事象発生後の1次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約-7.1% <math>\Delta k/k</math> であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素値が取替炉心で大きく変わら</p>	<p>【大阪、高浜】                  設計の相違                  ・差異理由は前述どおり                  (2ページ参照)                  【大阪、高浜】                  設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】                  記載表現の相違                  ・泊では本事象内及び全交流動力電源喪失と記載を整合させた</p> <p>【大阪、高浜】                  評価結果の相違</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>ないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。</p> <p>(添付資料 5.1.7)</p> <p>燃料被覆管温度は第5.1.12図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく1次冷却材の飽和温度と同等の温度に維持できる。</p> <p>第5.1.9図及び第5.1.11図に示すとおり、事象発生約220分後に、1次冷却系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。</p> <p>その後は、燃料取替用水ビット水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、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、炉心冷却を継続すること、格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却、また、必要に応じてB格納容器スプレイポンプを用いた格納容器スプレイにより原子炉格納容器の除熱を継続することで、燃料の健全性を維持できる。</p> <p>(添付資料5.1.8、5.1.9、5.1.10)</p> <p>なお、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次冷却系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においてもすべての評価項目を満足できる。</p>	<p>ないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。</p> <p>(添付資料 5.1.6)</p> <p>燃料被覆管温度は第5.1.2.9図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく飽和温度と同等の温度に維持できる。</p> <p>第5.1.2.6図及び第5.1.2.8図に示すとおり、事象発生約170分後に、1次系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。</p> <p>その後は、燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、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、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱を継続すること、また、必要に応じてB格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイにより除熱を継続することで、燃料の健全性を維持できる。</p> <p>(添付資料 5.1.7, 5.1.8, 5.1.9)</p> <p>なお、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においてもすべての評価項目を満足できる。</p>	<p>原子炉水位回復後、残留熱除去系(原子炉停止時冷却モード)による除熱を継続することで、長期的に安定状態を維持できる。</p>	<p>ないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。</p> <p>(添付資料 7.4.1.6)</p> <p>燃料被覆管温度は第7.4.1.12図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく1次冷却材の飽和温度と同等の温度に維持できる。</p> <p>第7.4.1.9図及び第7.4.1.11図に示すとおり、事象発生約120分後に、1次冷却系保有水量及び1次冷却材温度は安定しており、安定状態を維持できる。</p> <p>その後は、燃料取替用水ビット水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、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、炉心冷却を継続すること、格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却、また、必要に応じてA格納容器スプレイポンプを用いた格納容器スプレイにより原子炉格納容器の除熱を継続することで、燃料の健全性を維持できる。</p> <p>(添付資料 7.4.1.7, 7.4.1.8, 7.4.1.9)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【高浜】 記載方針の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載箇所の相違(女川実績の反映) ・泊は同様の記載を「(1)有効性評価の方法」に記載</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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 5.1.11、5.1.12、5.1.13)</p>	<p>(添付資料 5.1.10、5.1.11、5.1.12)</p>	<p>本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>※3 必要な遮蔽の目安とした線量率は10mSv/hとする。崩壊熱除去機能喪失における原子炉建屋燃料取替床での運転員及び重大事故等対応要員による作業時間は3.5時間であり、その被ばく量は最大で35mSvとなる。また、現場作業員の退避は1時間以内であり、その被ばく量は10mSv以下となる。よって、被ばく量は最大でも35mSvとなるため、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。</p> <p>本事故に応じた燃料損傷防止対策において原子炉建屋燃料取替床での操作を必要な作業としていないが、燃料プール代替注水系（可搬型）を使用した燃料プールへの注水について仮に考慮し、ホースの設置にかかる作業時間を想定した。</p> <p>必要な遮蔽の目安とした線量率10mSv/hは、定期検査作業時での原子炉建屋燃料取替床における線量率を考慮した値である。</p> <p>この線量率となる水位は燃料有効長頂部の約2.0m上（通常運転水位から約3.2m下）の位置である。</p> <p>(添付資料 4.1.3、5.1.5、5.1.6、5.1.7)</p>	<p>本評価では、「6.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>5.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、<b>要員の配置による他の操作に与える影響</b>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、<b>事象進展が緩やか</b>であり、<b>運転員等操作</b>である蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作により、1次冷却系保有水を確保することが特徴である。</p> <p>また、<b>蓄圧タンク</b>及び<b>恒設代替低圧注水ポンプ</b>による炉心注水は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。</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は、Winfrith/THEIISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点に開始する操作はないこ</p>	<p>5.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、<b>要員の配置による他の操作に与える影響</b>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、<b>事象進展が緩やか</b>であり、<b>運転員等操作</b>である蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水操作により、1次系保有水を確保することが特徴である。</p> <p>また、<b>蓄圧タンク</b>及び<b>恒設代替低圧注水ポンプ</b>による炉心注水は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。</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は、Winfrith/THEIISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点に開始する操作はないこ</p>	<p>5.1.3 <b>評価条件</b>の不確かさの影響評価</p> <p><b>評価条件</b>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>本重要事故シーケンスは、原子炉の<b>運転停止中に残留熱除去系の故障</b>により、<b>崩壊熱除去機能を喪失</b>することが特徴である。</p> <p>また、<b>不確かさの影響を確認する運転員等操作は、待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水操作とする。</b></p>	<p>7.4.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>本重要事故シーケンスは、<b>原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障</b>により、<b>余熱除去機能を喪失</b>することが特徴である。</p> <p>また、<b>代替格納容器スプレイポンプ</b>による炉心注水は、事象発生を起点とする操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。</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は、Winfrith/THEIISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m程度の不確かさを持つことを確認している。しかし、炉心水位を起点に開始する操作はないこ</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） ・操作の特徴ではなく事故の特徴について記載</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2 ページ参照)</p>

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

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>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、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第 5.1.8 図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約 1.1m の高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 5.1.14)</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 5.1.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。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に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>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、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第 5.1.2.5 図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約 0.5m の高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 5.1.13)</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 5.1.2.1 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定としている。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)に関する影響評価の結果を以下に</p>	<p>(1) 評価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 5.1.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価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>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、Winfrith/THETISの試験結果から、大気圧程度の低圧時における炉心水位について±0.4m 程度の不確かさを持つことを確認している。よって、厳しめに想定した場合、実際の炉心水位は解析結果に比べて低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第 7.4.1.8 図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約 1.0m の高さ位置であるため、炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 7.4.1.13)</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 7.4.1.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違(女川実績の反映)</p> <p>【高浜】 記載内容の相違</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、炉心水位を起点に開始する運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>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次冷却材の蒸散率は低下し、1次系保有水量の減少が抑制されることから、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、炉心水位を起点に開始する運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約14MWに対して最確条件は、約14MW未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約43℃～約45℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から7時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位）である燃料有効長頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2.2時間となることから、評価条件である原子炉水温が52℃、原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなるが、注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能</p>	<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件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次冷却材の蒸散率は低下し、1次冷却系保有水量の減少が抑制されることから、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、炉心水位を起点に開始する運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>・ 注は個別解析のため、標準値に係る記載をしない（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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなるが、注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間は遅くなり、原子炉水位の低下は緩和されるが、注水操作は原子炉圧力に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知を起点とするものであることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事故事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率は低下し、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>であるため、事象進展に与える影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。原子炉压力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約14MWに対して最確条件は、約14MW未満であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温の上昇及び原子炉水位の低下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。仮に、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は、注水までの時間余裕が短くなることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。原子炉停止から7時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/h<sup>※3</sup>が維持される水位）である燃料有効長頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2.2時間、燃料有効長頂部到達まで約3.5時間となることから、評価条件である原子炉停止1日後の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が確保</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次冷却材の蒸散率は低下し、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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>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>初期条件の原子炉水温は、評価条件の52℃に対して最確条件は約43℃～約45℃であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、事故事象ごとに異なる。原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から7時間後の燃料の崩壊熱を用いて原子炉注水までの時間余裕を評価すると、必要な遮蔽が維持される水位（必要な遮蔽の目安とした10mSv/hが維持される水位）である燃料有効長頂部の約2.0m上の高さに到達するまでの時間は約2.2時間となることから、評価条件である原子炉水温が52℃かつ原子炉停止から1日後の燃料の崩壊熱の場合の評価より時間余裕は短くなる。ただし、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉注水までの時間余裕も十分な時間が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>初期条件の原子炉水位は、評価条件の通常運転水位に対して最確条件は通常運転水位以上であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している原子炉水位より高くなるため、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下する時間は長くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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</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</p>	<p>気圧であり、評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下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が大きくなる<sup>※4</sup>。</p> <p>初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器の未開放に対して最確条件は事象ごとに異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、原子炉圧力容器の未開放時は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器の開放時は、原子炉減圧操作が不要となるが、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>※4 原子炉圧力上昇による原子炉冷却材蒸発の抑制効果を考慮した評価</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</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</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>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>蓄圧タンクによる炉心注水は、第5.1.3図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、第5.1.3図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作開始時間については、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の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1次冷却系保</p>	<p>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>蓄圧タンクによる炉心注水は、第5.1.1.3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>恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水は、第5.1.1.3図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、それぞれ別の運転員等による操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作開始時間については、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の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1次系保有水</p>	<p>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>操作条件の待機中の残留熱除去系(低圧注水モード)の注水操作は、評価上の操作開始時間として、事象発生から2時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、崩壊熱除去機能喪失による異常の認知により原子炉注水の必要性を確認し操作を実施することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の注水操作開始を設定しているが、実態の注水操作開始時間は早くな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>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の待機中の残留熱除去系(低圧注水モード)の注水操作は、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が早まり、原子炉水位の低下を緩和する可能性があることから、評価項目とな</p>	<p>評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作は、解析上の操作開始時間として、事象発生後の60分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実際の操作においては、余熱除去機能喪失判断後、準備が完了した段階で実施することとなっているため、操作開始が早まる可能性があることから運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。なお、この操作を行う運転員等は、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>操作条件の代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、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の差異等によって操作開始が早くなる場合</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】 評価方針の相違(女川) 設備/体制</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>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</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。</p> <p>蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 5.1.13 図及び第 5.1.14 図に示すとおり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水をしない場合の感度解析を実施した結果、事象発生の約 92 分後に燃料被覆管温度が上昇する。したがって、蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては、炉心が露出する可能性がある 1 次冷却系保有水量となるまで事象発生の 60 分後から約 32 分の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>また、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 5.1.15 図に示すとおり、3 基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の 1 次冷却系保有水量の推移が 2 基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の 1 次冷却系保有水量の推移と同様の推移をするものとして、炉心が露出する可能性がある 1 次冷却系保有水量となるまでの時間を概算した。その結果、事象発生の 140 分後から 60 分以上の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料 5.1.15)</p>	<p>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</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認する。</p> <p>蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 5.1.3.1 図及び第 5.1.3.2 図に示すとおり、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水をしない場合の感度解析を実施した結果、事象発生の約 73 分後に燃料被覆管温度が上昇する。したがって、蓄圧タンクによる炉心注水の操作時間余裕としては、炉心が露出する可能性がある 1 次系保有水量となるまで約 13 分の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>また、恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 5.1.3.3 図に示すとおり、2 基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の 1 次系保有水量の推移が 1 基目の蓄圧タンクによる炉心注水後の 1 次系保有水量の推移と同様の推移をするものとして、炉心が露出する可能性がある 1 次系保有水量となるまでの時間を概算した。その結果、30 分以上の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料 5.1.14)</p>	<p>るパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>(添付資料 5.1.2, 5.1.7, 5.1.8)</p> <p>(2) 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>操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水モード）の注水操作については、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約 4 時間、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約 6 時間であり、事故を認知して注水を開始するまでの時間は 2 時間であるため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 5.1.2, 5.1.7, 5.1.8)</p>	<p>には、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</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>操作条件の代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水の操作時間余裕としては、第 7.4.1.13 図に示すとおり、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水操作開始時点の 1 次冷却系保有水量の推移と同様の推移をするものとして、炉心が露出する可能性がある 1 次冷却系保有水量となるまでの時間を概算した。その結果、約 30 分の時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 7.4.1.14)</p>	<p>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】 設計の相違 ・泊は蓄圧タンクを炉心注水手段としていないため、蓄圧タンクによる炉心注水が遅れた場合の感度解析は実施していない（玄海と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり（2 ページ参照）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（伊方と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 評価結果の相違 ・泊は蓄圧タンクを炉心注水手段と</p>

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

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>(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>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、運転員による蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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 5.1.16)</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>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、運転員による蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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 5.1.15)</p>	<p>(3) まとめ</p> <p>評価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、評価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>(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>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、運転員による代替格納容器スプレイポンプを用いた炉心注水により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>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 7.4.1.15)</p>	<p>しておらず、代替のポンプによる炉心注水操作開始時刻や開始時点の炉心水位等が異なるが、操作時間余裕は同等</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】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>5.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」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、「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり40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「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」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>燃料取替用水ビット（1,860m<sup>3</sup>：有効水量）を水源とする恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水については、事象発生の約68.7時間後までの注水継続が可能であり、この間に格納容器再循環サンプを水源とした代替再循環運転が可能であるため、燃料取替用</p>	<p>5.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」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「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり54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「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」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（1,600m<sup>3</sup>：有効水量）を水源とする恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水については、事象発生の約54.8時間後までの注水継続が可能であり、この間に格納容器再循環サンプを水源とした代替再循環運転が可能であるため、燃料取替用</p>	<p>5.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「5.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり11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28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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、水源、燃料及び電源の資源は、「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5.1.9)</p> <p>a. 水源</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水については、必要な注水量が少なく、また、サ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>7.4.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「7.4.1.1(3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり20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35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「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」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>燃料取替用水ビット（1,700m<sup>3</sup>：有効水量）を水源とする代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水については、事象発生の約59.6時間後までの注水継続が可能であり、この間に格納容器再循環サンプを水源とした代替再循環運転が可能であるため、燃料</p>	<p>【大阪、高浜】                  体制の相違                  ・要員体制の差異</p> <p>【大阪、高浜】                  評価条件の相違                  ・注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】                  設計の相違                  ・燃料取替用水ビット保有水量及び炉心注水量の差異より注水継続時間が異なる</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>水ビットへの補給は不要である。</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>電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約 3.1kℓ の重油が必要となる。</p> <p>空冷式非常用発電装置を用いた恒設代替低圧注水ポンプへの電源供給については、事故発生直後から約 69時間後までの運転を想定して、約 6.9kℓ 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、</p>	<p>水タンクへの補給は不要である。</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>電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約 2.8kℓ の重油が必要となる。</p> <p>空冷式非常用発電装置を用いた恒設代替低圧注水ポンプへの電源供給については、事故発生直後から約 55時間後までの運転を想定して、約 5.5kℓ 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、</p>	<p>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約 735kℓ の軽油が必要となる。</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、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について、7日間の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの電源車（緊急時対策所用）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 17kℓ の軽油が必要となるが、緊急時対策所軽油タンク（約 18kℓ）の使用が可能であることから、7日間の継続が可能である（合計使用量 約 777kℓ）。</p> <p>【再掲】</p> <p>軽油タンク（約 755kℓ）及びガスタ</p>	<p>取替用水ビットへの補給は不要である。</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>緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、7日間の運転継続に約 19.2kℓ の軽油が必要となる。</p> <p>ディーゼル発電機燃料油貯槽（約</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 ・必要な燃料量の相違 ・泊は軽油のみを使用する（島根と同様）</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 設計の相違 【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり （5ページ参照）</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>これらを合計して約 604.7kℓ 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(620kℓ)にて供給可能である。</p> <p>c. 電源</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>空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として約 145kW 必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量 2,920kW(3,650kVA)にて供給可能である。</p> <p>(添付資料 5.1.17)</p>	<p>これらを合計して約 459.2kℓ 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油そうの合計油量(460kℓ)にて供給可能である。</p> <p>c. 電源</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>空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として約 145kW 必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量 2,920kW (3,650kVA)にて供給可能である。</p> <p>(添付資料 5.1.16)</p>	<p>一ピ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>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>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>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、ディーゼル発電機の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 7.4.1.16)</p>	<p>記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・其油槽容量の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違(女川実績の反映)</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (5ページ参照)</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>5.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に、余熱除去系の故障等に伴い、余熱除去機能が喪失する。このため、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1次冷却系保有水量が減少することで燃料損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策は、短期対策として充てんポンプ、高圧注入ポンプ、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水、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並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱を継続する手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」に対して、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水の有効性を確認する観点から、充てんポンプ及び高圧注入ポンプの機能喪失の重量を考慮し有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水により、炉心は露出することなく燃料有効長頂部は冠水している。燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、放射線の遮蔽を維持でき、また、炉心崩壊熱により1次</p>	<p>5.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い、余熱除去機能が喪失する。このため、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1次系保有水量が減少することで燃料損傷に至ることが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策は、短期対策として充てん/高圧注入ポンプ、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水、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並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により除熱を継続する手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」に対して、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水の有効性を確認する観点から、充てん/高圧注入ポンプの機能喪失の重量を考慮し有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水により、炉心は露出することなく燃料有効長頂部は冠水している。燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、放射線の遮蔽を維持でき、また、炉心崩壊熱により1次</p>	<p>5.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の故障により、崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては、残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）による原子炉注水手段及び除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」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、残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）による原子炉注水及び原子炉除熱を実施することにより、燃料損傷することはない。</p>	<p>7.4.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障により、余熱除去機能を喪失することが特徴である。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、充てんポンプ、高圧注入ポンプ及び代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水、安定状態に向けた対策として、格納容器スプレイポンプを用いた代替再循環及び格納容器スプレイ並びに格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」に対して、代替格納容器スプレイポンプを用いた炉心注水の有効性を確認する観点から、充てんポンプ及び高圧注入ポンプの機能喪失の重量を考慮し有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施することにより、燃料損傷することはない。</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】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・差異理由は前述どおり (2ページ参照)</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>冷却材にボイドが発生した場合においても未臨界を維持できる。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽は維持され、未臨界が確保されており、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は、外部電源喪失時においても供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水による燃料損傷防止対策は、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「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。</p>	<p>冷却材にボイドが発生した場合においても未臨界を維持できる。</p> <p>その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮蔽は維持され、未臨界が確保されており、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は、外部電源喪失時においても供給可能である。</p> <p>以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水による燃料損傷防止対策は、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「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。</p>	<p>その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、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>評価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、残留熱除去系（低圧注水モード及び原子炉停止時冷却モード）による原子炉注水及び原子炉除熱等の燃料損傷防止対策は、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「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。</p>	<p>その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、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、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水等の燃料損傷防止対策は、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「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」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 ・ 治では文脈内で重複する表現のため記載していない（伊方と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 ・ 差異理由は前述どおり (2 ページ参照)</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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

第5.1.1.1表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における重大事故等対策について（1/3）

対策及び操作	手順	実効設備	可動設備	対策設備
a. 余熱除去機能喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>余熱除去ポンプ（トリップ）等による運転停止又は余熱除去設備停止による冷却能力の低下、崩壊熱除去機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復動作を実施する。</li> </ul>	-	-	冷却設備 1. 冷却材供給温度低下 (伝感) 2. 冷却材供給流量低下 (伝感)
b. 原子炉冷却設備からの過熱蒸気及び燃料冷却器出口の過熱蒸気の閉止	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉冷却設備内にある作業員に対してバイパスシフトアラーム又はベーンシフトアラームによる過熱蒸気閉止の指示を行う。</li> <li>作業員が所定の動作確認を完了したことを確認すれば、燃料冷却器アラームを閉止する。</li> </ul>	-	-	-
c. 余熱除去機能回復動作	<ul style="list-style-type: none"> <li>余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに、駆動の対応策として、冷却材供給ポンプの回復動作を実施する。</li> <li>冷却材供給ポンプの回復動作を確認する。</li> </ul>	【余熱除去ポンプ】	-	-
d. 原子炉冷却設備制御動作	<ul style="list-style-type: none"> <li>冷却材供給ポンプが停止した場合は、冷却材供給ポンプの回復動作を確認する。</li> <li>冷却材供給ポンプが停止した場合は、冷却材供給ポンプの回復動作を確認する。</li> </ul>	-	-	-
e. 原子炉冷却設備からの過熱蒸気及び燃料冷却器出口の過熱蒸気の閉止	<ul style="list-style-type: none"> <li>冷却材供給ポンプが停止した場合は、冷却材供給ポンプの回復動作を確認する。</li> <li>冷却材供給ポンプが停止した場合は、冷却材供給ポンプの回復動作を確認する。</li> </ul>	【冷却材供給ポンプ】	-	冷却材供給ポンプ 1. 冷却材供給温度低下 (伝感) 2. 冷却材供給流量低下 (伝感) 3. 冷却材供給流量低下 (伝感) 4. 冷却材供給流量低下 (伝感) 5. 冷却材供給流量低下 (伝感)

【 】は有効設備と判断しない重大事故等対策

第5.1.1.1.1表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における重大事故等対策について（1/3）

対策及び操作	手順	実効設備	可動設備	対策設備
a. 崩壊熱除去機能喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>余熱除去ポンプ（トリップ）等による運転停止又は余熱除去設備停止による冷却能力の低下、崩壊熱除去機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復動作を実施する。</li> </ul>	-	-	冷却設備 1. 冷却材供給温度低下 (伝感) 2. 冷却材供給流量低下 (伝感)
b. 原子炉冷却設備からの過熱蒸気及び燃料冷却器出口の過熱蒸気の閉止	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉冷却設備内にある作業員に対してバイパスシフトアラーム又はベーンシフトアラームによる過熱蒸気閉止の指示を行う。</li> <li>作業員が所定の動作確認を完了したことを確認すれば、燃料冷却器アラームを閉止する。</li> </ul>	-	-	-
c. 余熱除去機能回復動作	<ul style="list-style-type: none"> <li>冷却材供給ポンプが停止した場合は、冷却材供給ポンプの回復動作を実施する。</li> <li>冷却材供給ポンプが停止した場合は、冷却材供給ポンプの回復動作を確認する。</li> </ul>	【余熱除去ポンプ】	-	-
d. 原子炉冷却設備制御動作	<ul style="list-style-type: none"> <li>冷却材供給ポンプが停止した場合は、冷却材供給ポンプの回復動作を確認する。</li> <li>冷却材供給ポンプが停止した場合は、冷却材供給ポンプの回復動作を確認する。</li> </ul>	-	-	-
e. 原子炉冷却設備からの過熱蒸気及び燃料冷却器出口の過熱蒸気の閉止	<ul style="list-style-type: none"> <li>冷却材供給ポンプが停止した場合は、冷却材供給ポンプの回復動作を確認する。</li> <li>冷却材供給ポンプが停止した場合は、冷却材供給ポンプの回復動作を確認する。</li> </ul>	【冷却材供給ポンプ】	-	冷却材供給ポンプ 1. 冷却材供給温度低下 (伝感) 2. 冷却材供給流量低下 (伝感) 3. 冷却材供給流量低下 (伝感) 4. 冷却材供給流量低下 (伝感) 5. 冷却材供給流量低下 (伝感)

【 】は有効設備と判断しない重大事故等対策

第5.1.1.1.1表 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故等対策について

操作及び確認	手順	実効設備	可動設備	対策設備
冷却材供給ポンプ（原子炉冷却設備モータ）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>冷却材供給ポンプ（原子炉冷却設備モータ）の故障により、冷却材供給ポンプの停止を確認する。</li> <li>冷却材供給ポンプ（原子炉冷却設備モータ）の故障により、冷却材供給ポンプの停止を確認する。</li> </ul>	【冷却材供給ポンプ】	-	冷却材供給ポンプ 1. 冷却材供給温度低下 (伝感) 2. 冷却材供給流量低下 (伝感)
過熱蒸気発生による原子炉の過熱蒸気発生	<ul style="list-style-type: none"> <li>冷却材供給ポンプ（原子炉冷却設備モータ）の故障により、冷却材供給ポンプの停止を確認する。</li> <li>冷却材供給ポンプ（原子炉冷却設備モータ）の故障により、冷却材供給ポンプの停止を確認する。</li> </ul>	-	-	-
冷却材供給ポンプ（原子炉冷却設備モータ）の故障による冷却能力の低下	<ul style="list-style-type: none"> <li>冷却材供給ポンプ（原子炉冷却設備モータ）の故障により、冷却材供給ポンプの停止を確認する。</li> <li>冷却材供給ポンプ（原子炉冷却設備モータ）の故障により、冷却材供給ポンプの停止を確認する。</li> </ul>	-	-	-
冷却材供給ポンプ（原子炉冷却設備モータ）の故障による冷却能力の低下	<ul style="list-style-type: none"> <li>冷却材供給ポンプ（原子炉冷却設備モータ）の故障により、冷却材供給ポンプの停止を確認する。</li> <li>冷却材供給ポンプ（原子炉冷却設備モータ）の故障により、冷却材供給ポンプの停止を確認する。</li> </ul>	-	-	-

※：要するの対策となっている設備は重大事故等対策として記載しているもの【 】は有効設備と判断しない重大事故等対策

第7.4.1.1表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故等対策について（1/3）

対策及び操作	手順	実効設備	可動設備	対策設備
a. 冷却材供給ポンプ（原子炉冷却設備モータ）の故障に伴う崩壊熱除去機能喪失の判断	<ul style="list-style-type: none"> <li>冷却材供給ポンプ（原子炉冷却設備モータ）の故障により、冷却材供給ポンプの停止を確認する。</li> <li>冷却材供給ポンプ（原子炉冷却設備モータ）の故障により、冷却材供給ポンプの停止を確認する。</li> </ul>	-	-	冷却材供給ポンプ 1. 冷却材供給温度低下 (伝感) 2. 冷却材供給流量低下 (伝感)
b. 原子炉冷却設備からの過熱蒸気発生	<ul style="list-style-type: none"> <li>冷却材供給ポンプ（原子炉冷却設備モータ）の故障により、冷却材供給ポンプの停止を確認する。</li> <li>冷却材供給ポンプ（原子炉冷却設備モータ）の故障により、冷却材供給ポンプの停止を確認する。</li> </ul>	-	-	-
c. 冷却材供給ポンプ（原子炉冷却設備モータ）の故障による冷却能力の低下	<ul style="list-style-type: none"> <li>冷却材供給ポンプ（原子炉冷却設備モータ）の故障により、冷却材供給ポンプの停止を確認する。</li> <li>冷却材供給ポンプ（原子炉冷却設備モータ）の故障により、冷却材供給ポンプの停止を確認する。</li> </ul>	-	-	-
d. 原子炉冷却設備制御動作	<ul style="list-style-type: none"> <li>冷却材供給ポンプ（原子炉冷却設備モータ）の故障により、冷却材供給ポンプの停止を確認する。</li> <li>冷却材供給ポンプ（原子炉冷却設備モータ）の故障により、冷却材供給ポンプの停止を確認する。</li> </ul>	-	-	-
e. 冷却材供給ポンプ（原子炉冷却設備モータ）の故障による冷却能力の低下	<ul style="list-style-type: none"> <li>冷却材供給ポンプ（原子炉冷却設備モータ）の故障により、冷却材供給ポンプの停止を確認する。</li> <li>冷却材供給ポンプ（原子炉冷却設備モータ）の故障により、冷却材供給ポンプの停止を確認する。</li> </ul>	-	-	-

※：要するの対策となっている設備は重大事故等対策として記載しているもの【 】は有効設備と判断しない重大事故等対策

【大飯、高浜】  
 名称等の相違  
 ・設備仕様等の差異により「手動」重大事故等対策設備の記載、名称が異なる  
 【大飯、高浜】  
 記載方針の相違（女川良績の反映）  
 ・既許可の対象となっていない設備を重複して位置付けるもの及び重大事故等対策設備（設計基準値）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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

第 5.1.1 表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における重大事故等対策について（2/3）

機器及び操作	手順	重大事故等対策の位置	可視設備	計測設備
1. 燃料制御用ボルトにより炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>炉心冷却回路を確保するため、燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> <li>炉心冷却回路を確保するため、燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> </ul>	燃料制御用ボルト	燃料制御用ボルト	燃料制御用ボルト
2. アニメクス空気の供給	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> </ul>	燃料制御用ボルト	燃料制御用ボルト	燃料制御用ボルト

第 5.1.1 表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における重大事故等対策について（2/3）

機器及び操作	手順	重大事故等対策の位置	可視設備	計測設備
1. 燃料制御用ボルトによる炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> </ul>	燃料制御用ボルト	燃料制御用ボルト	燃料制御用ボルト
2. アニメクス空気の供給	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> </ul>	燃料制御用ボルト	燃料制御用ボルト	燃料制御用ボルト

第 7.4.1 表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故等対策について（2/3）

機器及び操作	手順	重大事故等対策の位置	可視設備	計測設備
1. 燃料制御用ボルトによる炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> </ul>	燃料制御用ボルト	燃料制御用ボルト	燃料制御用ボルト
2. アニメクス空気の供給	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> </ul>	燃料制御用ボルト	燃料制御用ボルト	燃料制御用ボルト

第 7.4.1 表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故等対策について（2/3）

機器及び操作	手順	重大事故等対策の位置	可視設備	計測設備
1. 燃料制御用ボルトによる炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> </ul>	燃料制御用ボルト	燃料制御用ボルト	燃料制御用ボルト
2. アニメクス空気の供給	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> <li>燃料制御用ボルト中の停止位置の位置が燃料制御用ボルトの位置と一致していることを確認する。</li> </ul>	燃料制御用ボルト	燃料制御用ボルト	燃料制御用ボルト

相違理由

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

【大飯、高浜】  
 記載方針の相違（女川床下の反映）  
 ・既許可の対象となっていない設備を重複して位置付けるものと及び重大事故等対処設備（設計基準）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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

第 5.1.2 表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の主要解析条件  
 （燃料取出前のミッドグループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）（1/2）

項目	主要解析条件
解析コード	M-RELAPE
炉子炉停止後の時間	72時間
1次冷却材圧力 （初期）	大気圧（OMP+1atm）
1次冷却材最高温度 （初期）	99℃（保安規定モード）
1次冷却材水位 （初期）	炉子炉停止後水位 配管中心高さ+100mm
炉心温度	PP：日本原子力学会承認値 （アキナル未燃燃度） OIKES2 （サイタル未燃燃度）
1次冷却系設備	加圧凝縮器3個取外し 2次冷却系からの冷却なし
2次冷却系の状態	2次冷却系からの冷却なし 注：加圧凝縮器3個取外し

第 5.1.2.1 表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の主要解析条件  
 （燃料取出前のミッドグループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）（1/2）

項目	主要解析条件
解析コード	M-RELAPE
炉子炉停止後の時間	72時間
1次冷却材圧力 （初期）	大気圧（OMP+1atm）
1次冷却材最高温度 （初期）	99℃（保安規定モード）
1次冷却材水位 （初期）	炉子炉停止後水位 配管中心高さ+100mm
炉心温度	PP：日本原子力学会承認値 （アキナル未燃燃度） OIKES2 （サイタル未燃燃度）
1次冷却系設備	加圧凝縮器3個取外し 2次冷却系からの冷却なし
2次冷却系の状態	2次冷却系からの冷却なし 注：加圧凝縮器3個取外し

第 5.1.2 表 主要評価条件（崩壊熱除去機能喪失）

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
炉子炉停止後の時間	72時間	炉子炉停止後1日経過した時点で全副冷却系停止からの時間を示している。通常運転時において炉子炉の停止は全副冷却系停止完了及び発電機解回以前から示すことができるが、崩壊熱評価はアキナル未燃燃度の炉心平均温度に適用し、ばらつきとして10%の保守性を考慮する。
1次冷却材圧力 （初期）	大気圧	炉子炉停止後1日経過した時点で全副冷却系停止からの時間を示している。通常運転時において炉子炉の停止は全副冷却系停止完了及び発電機解回以前から示すことができるが、崩壊熱評価はアキナル未燃燃度の炉心平均温度に適用し、ばらつきとして10%の保守性を考慮する。
1次冷却材最高温度 （初期）	99℃	炉子炉停止後1日経過した時点で全副冷却系停止からの時間を示している。通常運転時において炉子炉の停止は全副冷却系停止完了及び発電機解回以前から示すことができるが、崩壊熱評価はアキナル未燃燃度の炉心平均温度に適用し、ばらつきとして10%の保守性を考慮する。
1次冷却材水位 （初期）	炉子炉停止後水位 配管中心高さ+100mm	炉子炉停止後1日経過した時点で全副冷却系停止からの時間を示している。通常運転時において炉子炉の停止は全副冷却系停止完了及び発電機解回以前から示すことができるが、崩壊熱評価はアキナル未燃燃度の炉心平均温度に適用し、ばらつきとして10%の保守性を考慮する。
炉心温度	PP：日本原子力学会承認値 （アキナル未燃燃度） OIKES2 （サイタル未燃燃度）	炉子炉停止後1日経過した時点で全副冷却系停止からの時間を示している。通常運転時において炉子炉の停止は全副冷却系停止完了及び発電機解回以前から示すことができるが、崩壊熱評価はアキナル未燃燃度の炉心平均温度に適用し、ばらつきとして10%の保守性を考慮する。
1次冷却系設備	加圧凝縮器3個取外し 2次冷却系からの冷却なし	炉子炉停止後1日経過した時点で全副冷却系停止からの時間を示している。通常運転時において炉子炉の停止は全副冷却系停止完了及び発電機解回以前から示すことができるが、崩壊熱評価はアキナル未燃燃度の炉心平均温度に適用し、ばらつきとして10%の保守性を考慮する。
2次冷却系の状態	2次冷却系からの冷却なし 注：加圧凝縮器3個取外し	炉子炉停止後1日経過した時点で全副冷却系停止からの時間を示している。通常運転時において炉子炉の停止は全副冷却系停止完了及び発電機解回以前から示すことができるが、崩壊熱評価はアキナル未燃燃度の炉心平均温度に適用し、ばらつきとして10%の保守性を考慮する。

第 7.4.1.2 表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の主要解析条件  
 （燃料取出前のミッドグループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）（1/2）

項目	主要解析条件
解析コード	M-RELAPE
炉子炉停止後の時間	72時間
1次冷却材圧力 （初期）	大気圧（OMP+1atm）
1次冷却材最高温度 （初期）	99℃（保安規定モード）
1次冷却材水位 （初期）	炉子炉停止後水位 配管中心高さ+100mm
炉心温度	PP：日本原子力学会承認値 （アキナル未燃燃度） OIKES2 （サイタル未燃燃度）
1次冷却系設備	加圧凝縮器3個取外し 2次冷却系からの冷却なし
2次冷却系の状態	2次冷却系からの冷却なし 注：加圧凝縮器3個取外し

相違理由

【大阪、高浜】  
 設計の相違  
 ・泊、透明解析であり、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

【高浜】  
 評価条件の相違  
 ・原子炉停止後の時間の条件設定の考え方は、高浜が保守的に水抜き開始時点からさらに余裕をみた時間で設定しているのに対して、泊は崩壊熱と水位で評価条件を整合させる観点から水抜き完了までの時間に余裕をみた時間を設定（大阪と同様）

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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

第 5.1.2 表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の主要解析条件

項目	主要解析条件	
	起因事象	条件設定の考え方
事象発生条件	運転中の余熱除去機能喪失 発生機種の喪失に対する仮定 外部電源	余熱除去ポンプ4台での停電状態中に、運転中のポンプのうち1台が故障し、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 運転中の余熱除去系の運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 外部電源がない場合、ディーゼル発電機によりポンプを駆動するものとして設定。 崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。
崩壊熱除去機能喪失	外部電源喪失 ポンプの停止	崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 外部電源がない場合、ディーゼル発電機によりポンプを駆動するものとして設定。 崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。
崩壊熱除去機能喪失	外部電源喪失 ポンプの停止	崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 外部電源がない場合、ディーゼル発電機によりポンプを駆動するものとして設定。 崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。
崩壊熱除去機能喪失	外部電源喪失 ポンプの停止	崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 外部電源がない場合、ディーゼル発電機によりポンプを駆動するものとして設定。 崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。

第 5.2.2.1 表 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の主要解析条件

項目	主要解析条件	
	起因事象	条件設定の考え方
事象発生条件	運転中の余熱除去機能喪失 発生機種の喪失に対する仮定 外部電源	余熱除去ポンプ4台での停電状態中に、運転中のポンプのうち1台が故障し、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 運転中の余熱除去系の運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 外部電源がない場合、ディーゼル発電機によりポンプを駆動するものとして設定。 崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。
崩壊熱除去機能喪失	外部電源喪失 ポンプの停止	崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 外部電源がない場合、ディーゼル発電機によりポンプを駆動するものとして設定。 崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。
崩壊熱除去機能喪失	外部電源喪失 ポンプの停止	崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 外部電源がない場合、ディーゼル発電機によりポンプを駆動するものとして設定。 崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。
崩壊熱除去機能喪失	外部電源喪失 ポンプの停止	崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 外部電源がない場合、ディーゼル発電機によりポンプを駆動するものとして設定。 崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。

高浜発電所3/4号炉

項目	条件設定の考え方
起因事象	運転中の余熱除去機能喪失 発生機種の喪失に対する仮定 外部電源
条件設定	余熱除去ポンプ4台での停電状態中に、運転中のポンプのうち1台が故障し、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 運転中の余熱除去系の運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 外部電源がない場合、ディーゼル発電機によりポンプを駆動するものとして設定。 崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。

女川原子力発電所2号炉

項目	条件設定の考え方
起因事象	運転中の余熱除去機能喪失 発生機種の喪失に対する仮定 外部電源
条件設定	余熱除去ポンプ4台での停電状態中に、運転中のポンプのうち1台が故障し、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 運転中の余熱除去系の運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 外部電源がない場合、ディーゼル発電機によりポンプを駆動するものとして設定。 崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。

泊発電所3号炉

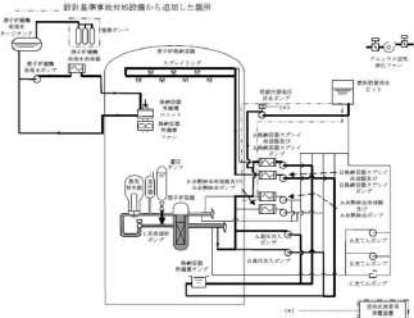
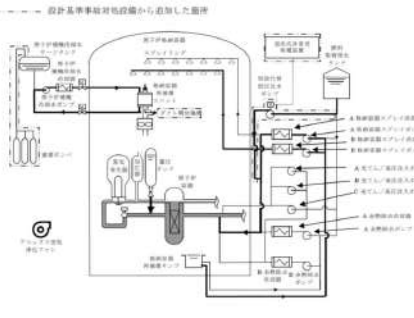
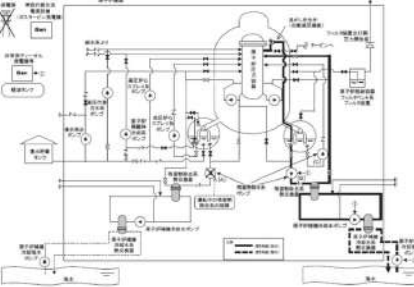
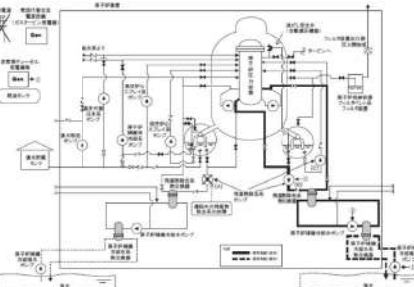
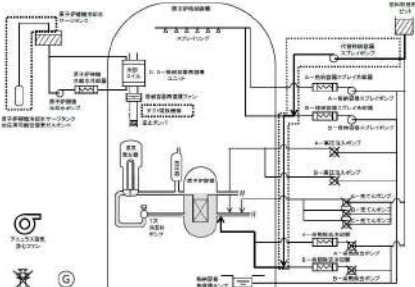
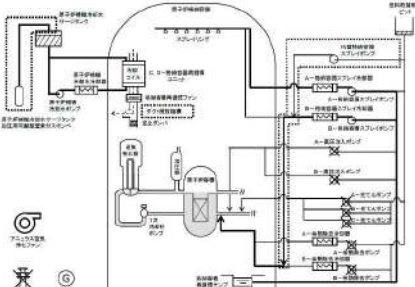
項目	条件設定の考え方
起因事象	運転中の余熱除去機能喪失 発生機種の喪失に対する仮定 外部電源
条件設定	余熱除去ポンプ4台での停電状態中に、運転中のポンプのうち1台が故障し、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 運転中の余熱除去系の運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 外部電源がない場合、ディーゼル発電機によりポンプを駆動するものとして設定。 崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。 崩壊熱除去ポンプの運転状態は、運転中のポンプが3台に減るものとして設定。

相違理由

【大阪、高浜】  
 設計の相違  
 ・泊は詳細解析であり、設備仕様も異なることから「主要解析条件」及び「条件設定の考え方」の記載が一部異なる  
 ・泊は事象発生を原子が停止後 72 時間後として評価していることにより、代替格納容器がプレソンの起動に対する余裕時間が生じており、また誤操作や運転中の防止や作業員の安全の確認の観点から、蓄圧タンクを炉心注水手段とはしていない  
 【大阪、高浜】  
 名称等の相違

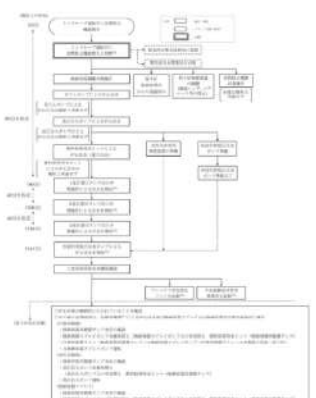
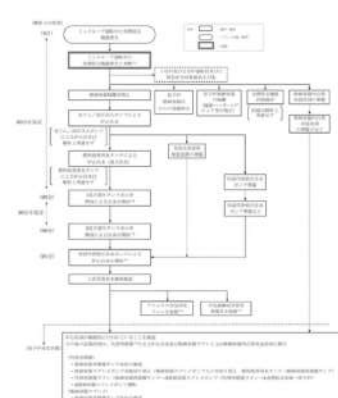
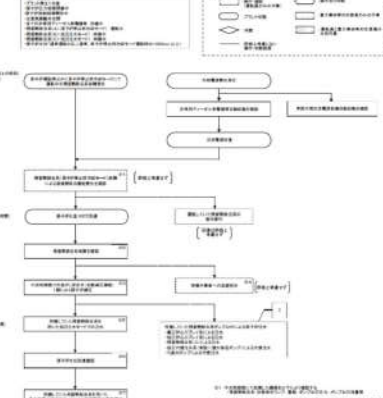
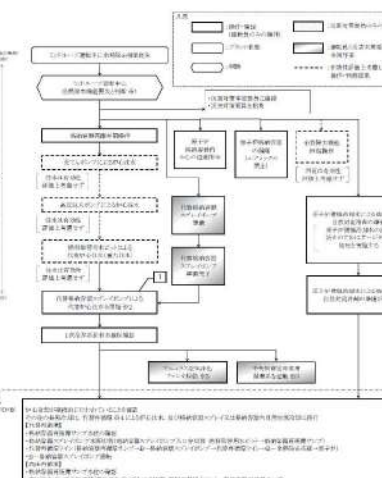
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>設計基準事故対応施設から追加した箇所</p> <p>第5.1.1図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故対策の概略系統図</p>	 <p>設計基準事故対応施設から追加した箇所</p> <p>第5.1.1.1図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故対策の概略系統図</p>	 <p>第3.1.1図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故対策の概略系統図（1/2） （原子炉停止時冷却喪失、原子炉減圧及び原子炉注水）</p>  <p>第3.1.2図 「崩壊熱除去機能喪失」の重大事故対策の概略系統図（2/2） （原子炉停止時冷却喪失）</p>	 <p>設計基準事故対応施設から追加した箇所</p> <p>第7.4.1.1図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故対策の概略系統図（1/2）（炉心注水）</p>  <p>設計基準事故対応施設から追加した箇所</p> <p>第7.4.1.1図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故対策の概略系統図（2/2） （代替再沸器、格納容器スプレィ再沸器及び格納容器内自然対流冷却）</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（女川は減圧の反映）</p> <p>・対応手段に応じた 欄格系統図とし、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）

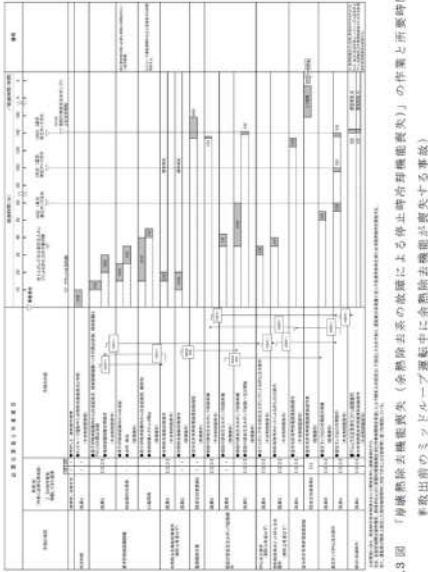
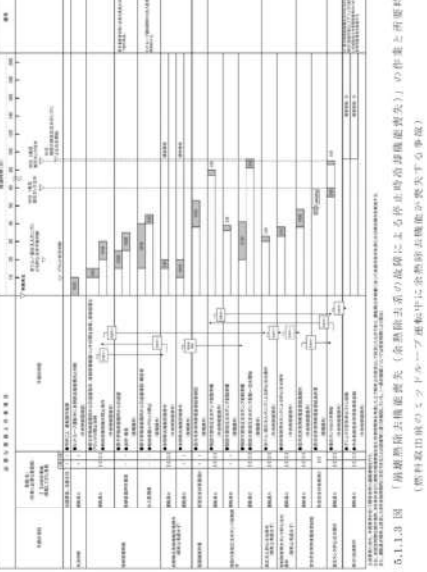
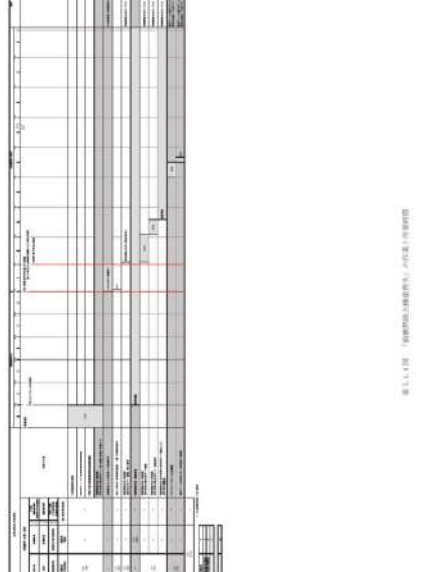
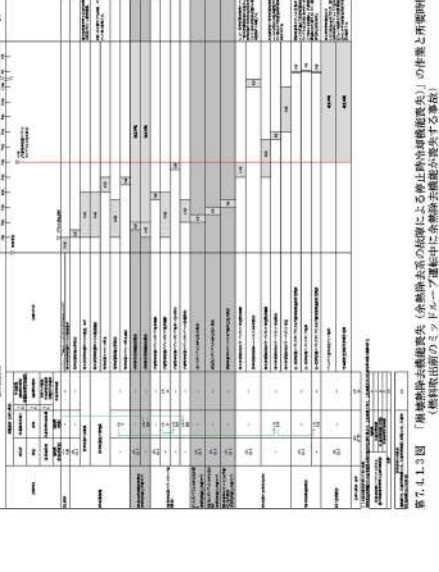
7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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 5.1.2 図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の対応手順の概要              （「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の事象進展）</p>	 <p>第 5.1.1.2 図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の対応手順の概要              （「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の事象進展）</p>	 <p>第 5.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失」の対応手順の概要</p>	 <p>第 7.4.1.2 図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の対応手順の概要              （「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の事象進展）</p>	<p>【大阪、高浜】              記載方針の相違（女川実装の反映）              ・凡例に記載のとおり運転員及び災害対策要員が行う作業を分けて記載              ・有効性評価上考慮しない操作・判断結果を破線で記載              【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）

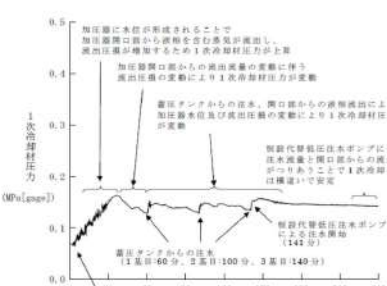
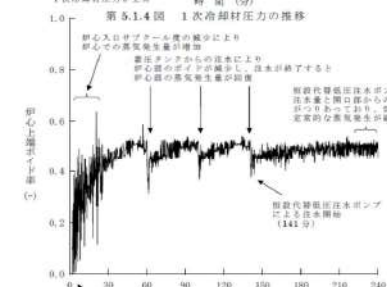
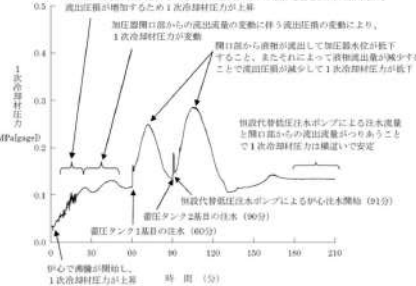
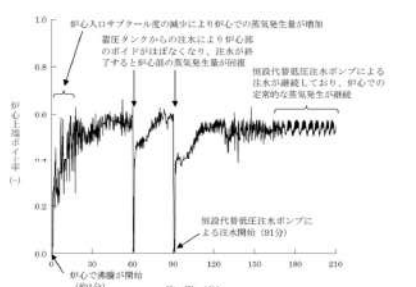
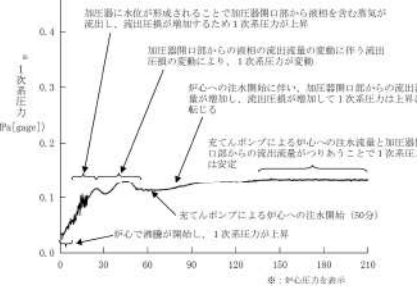
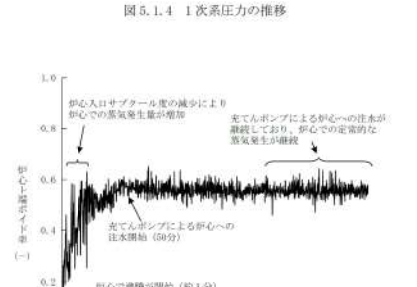
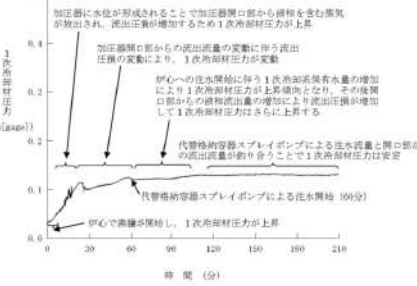
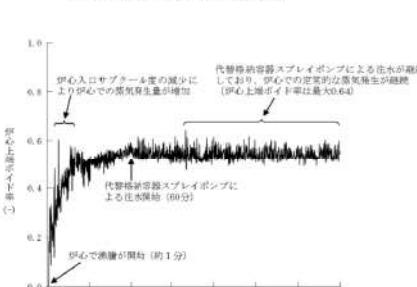
7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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 5.1.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の作業と所要時間（燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）</p>	 <p>第 5.1.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の作業と所要時間（燃料取出後のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）</p>	 <p>第 5.1.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の作業と所要時間</p>	 <p>第 7.4.1.3 図 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の作業と所要時間（燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）</p>	<p>【大阪、高浜】                  記載方針の相違（女川技術の反映）                  ・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</p> <p>【大阪、高浜】                  設計の相違                  解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】                  名称等の相違</p>

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>大阪発電所3/4号炉</p>  <p>第5.1.4図 1次冷却材圧力の推移</p>  <p>第5.1.5図 炉心上端ボイド率の推移</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p>  <p>第5.1.2.1図 1次冷却材圧力の推移</p>  <p>第5.1.2.2図 炉心上端ボイド率の推移</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>【泊同様、蓄圧タンクを対策としていない伊方3号炉のグラフを記載】</p>  <p>図5.1.4 1次系圧力の推移</p>  <p>図5.1.5 炉心上端ボイド率の推移</p>	<p>泊発電所3号炉</p>  <p>第7.4.1.4図 1次冷却材圧力の推移</p>  <p>第7.4.1.5図 炉心上端ボイド率の推移</p>	<p>【大阪、高浜】                  解析結果の相違                  ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p> <p>【大阪、高浜】                  解析結果の相違                  ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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 5.1.6 図 開口部からの流出流量と注水流量の推移</p> <p>炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入し、開口部からの流出が開始する。蒸気発生量の増加により加圧器への二相流入により加圧器水位が上昇し、蒸気発生量の増加により加圧器水位の低下により流出流量は減少する。</p> <p>加圧器水位と加圧器へ流入する蒸気流量が変動することにより、開口部からの流出流量が変動する。</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる注水開始（141分）</p>	<p>第 5.1.2.3 図 開口部からの流出流量と注水流量の推移</p> <p>炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入し、開口部からの流出が開始する。</p> <p>炉心での蒸気発生量の増加により、加圧器水位が上昇し、蒸気が押し上げられ低下する。</p> <p>開口部からの流出の継続により加圧器の保有水量が減少することによる上昇。</p>	<p>第 5.1.6 図 開口部からの流出流量と注水流量の推移</p> <p>加圧器水位と加圧器へ流入する蒸気流量が変動することにより、開口部からの流出流量が変動する。</p> <p>スプレイポンプによる注水開始（90分）</p> <p>スプレイポンプによる炉心の注水により加圧器水位が上昇し、開口部からの流出流量が減少する。</p> <p>炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入し、開口部からの流出が開始する。</p>	<p>第 7.4.1.7 図 加圧器頂部クオリティの推移</p> <p>炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することにより、加圧器水位が上昇し、蒸気が押し上げられ低下する。</p> <p>炉心での蒸気発生量の増加により、加圧器水位が押し上げられ低下する。</p> <p>炉心での蒸気発生量、加圧器への流入量、開口部からの流出量の増加により、蒸気が押し上げられ低下する。</p> <p>開口部からの流出の継続により加圧器の保有水量が減少することによる上昇。</p>	<p>【大阪、高浜】                  解析結果の相違                  ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p> <p>【大阪、高浜】                  解析結果の相違                  ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>
<p>第 5.1.7 図 加圧器頂部クオリティの推移</p> <p>開口部からの流出により加圧器内の保有水量が減少することによる上昇。</p> <p>蒸圧タンク注水終了後、加圧器への蒸気流入が減少し、また、開口部からの流出が継続するため、加圧器内の保有水量が減少することによる上昇。</p>	<p>第 5.1.2.4 図 加圧器頂部クオリティの推移</p> <p>開口部からの流出により加圧器内の保有水量が減少することによる上昇。</p> <p>蒸圧タンク注水終了後、加圧器への蒸気流入が減少し、また、開口部からの流出が継続するため、加圧器内の保有水量が減少することによる上昇。</p>	<p>第 5.1.7 図 加圧器頂部クオリティの推移</p> <p>開口部からの流出により加圧器の保有水量が減少することによる上昇。</p> <p>二相流出により加圧器の保有水量が減少することによる上昇。</p>	<p>第 7.4.1.7 図 加圧器頂部クオリティの推移</p> <p>開口部からの流出により加圧器の保有水量が減少することによる上昇。</p> <p>1次冷却系保有水量の増加に伴い加圧器水位が上昇してクオリティが低下する。</p>	

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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>第 5.1.8 図 原子炉容器内水位の推移</p>	<p>第 5.1.2.5 図 原子炉容器内水位の推移</p>	<p>図 5.1.8 原子炉容器水位の推移</p>	<p>第7.4.1.8図 原子炉容器内水位の推移</p>	<p>【大飯、高浜】                  解析結果の相違                  ・大飯、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>
<p>第 5.1.9 図 1次冷却系保有水量の推移</p>	<p>第 5.1.2.6 図 1次系保有水量の推移</p>	<p>図 5.1.9 1次系保有水量の推移</p>	<p>第7.4.1.9図 1次冷却系保有水量の推移</p>	<p>【大飯、高浜】                  解析結果の相違                  ・大飯、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>

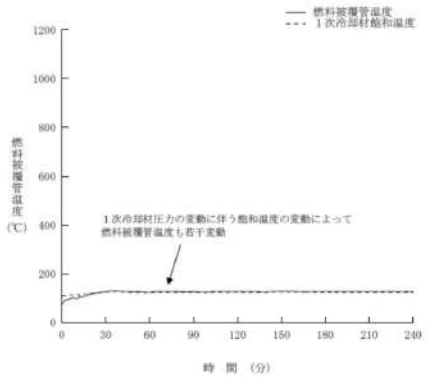
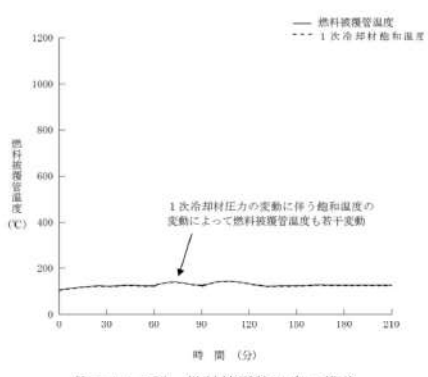
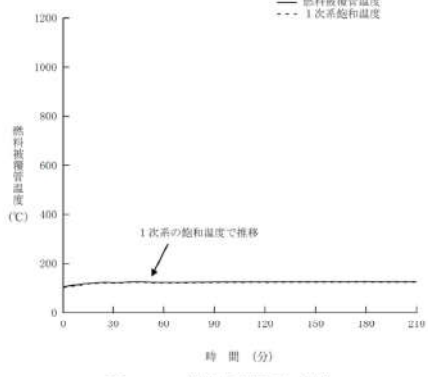
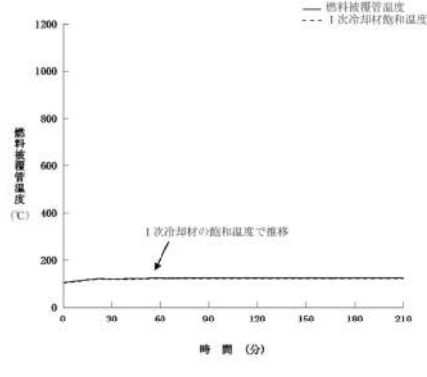
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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 5.1.10 図 加圧器水位の推移</p>	<p>第 5.1.2.7 図 加圧器水位の推移</p>	<p>図 5.1.10 加圧器水位の推移</p>	<p>第7.4.1.10図 加圧器水位の推移</p>	<p>【大阪、高浜】                  解析結果の相違                  ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>
<p>第 5.1.11 図 1次冷却材温度の推移</p>	<p>第 5.1.2.8 図 1次冷却材温度の推移</p>	<p>図 5.1.11 1次系温度の推移</p>	<p>第7.4.1.11図 1次冷却材温度の推移</p>	<p>【大阪、高浜】                  解析結果の相違                  ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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 data-bbox="230 858 499 877">第5.1.12図 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p data-bbox="678 850 969 869">第5.1.2.9図 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p data-bbox="1182 853 1406 873">図5.1.12 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p data-bbox="1626 861 1895 880">第7.4.1.12図 燃料被覆管温度の推移</p>	<p data-bbox="2000 443 2123 499">【大阪】 解析結果の相違</p>

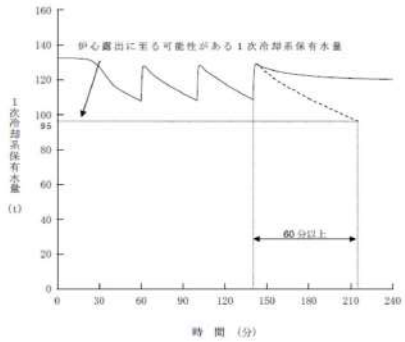
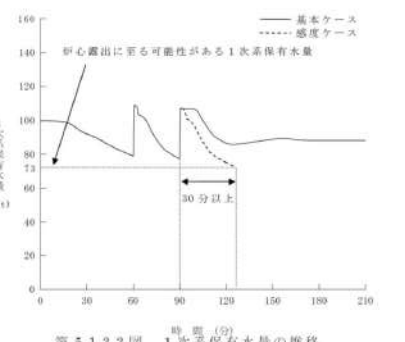
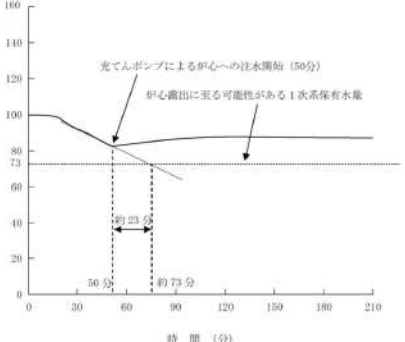
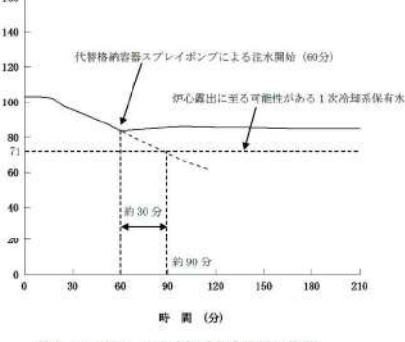
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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5.1.13図 燃料被覆管温度の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）</p>	<p>第5.1.3.1図 燃料被覆管温度の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）</p>			
<p>第5.1.14図 1次冷却系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）</p>	<p>第5.1.3.2図 1次冷却系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）</p>			<p><b>【大阪、高浜】</b>                  解析結果の相違                  ・泊は蓄圧タンクを炉心注水手段としていないため、蓄圧タンクによる炉心注水が遅れた場合の感度解析は実施していない                  （伊方と同様）</p>

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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 5.1.15 図 1次冷却系保有水量の推移                  (恒設代替低圧注水ポンプ炉心注水操作開始の時間余裕確認)</p>	 <p>第 5.1.3.3 図 1次系保有水量の推移                  (恒設代替低圧注水ポンプ炉心注水操作開始の時間余裕確認)</p>	 <p>図 5.1.13 1次系保有水量の推移 (炉心注水操作余裕確認)</p> <p>【ここまで伊方3号炉の記載】</p>	 <p>第7.4.1.13図 1次冷却系保有水量の推移                  (代替炉心注水操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>【大阪、高浜】                  解析結果の相違                  ・大阪、高浜は蓄圧タンクから注水を行うため泊とは挙動が異なる</p>



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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

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5.1.5図 原子炉水位の推移</p> <p>第5.1.6図 原子炉水位と燃焼率</p>	<p>【女川】                  評価方法の相違                  ・線量率については女川は水位が一番低下した状態での線量率を示し目標線量率を下回っていることを示している                  ・泊は炉心が露出することはなく燃料有効長頂部は冠水しているため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮蔽設計基準値 0.15mSv/hを上回ることではないことを説明している（大飯、高浜と同様）</p>	

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.1 ミッドループ運転中の事故時における C/V 内作業員の退避について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																														
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.1</p> <p style="text-align: center;">ミッドループ運転中の事故時における C/V 内作業員の退避について</p> <p>大阪3、4号炉のミッドループ運転中の事故時における C/V 内作業員の退避について次頁以降に示す。</p> <p style="text-align: center;"><b>ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について(1/3)</b></p> <p>ミッドループ運転中の事故時における原子炉格納容器内からの作業員の退避に関する対応を以下に示す。</p> <p><b>1. 教直</b>                  ミッドループ運転中に格納容器内で作業を実施する作業員に対しては、以下の内容・タイミングで教育を実施し周知徹底を図るとともに、訓練についても実施する。                  &lt;教育内容&gt;                  ・格納容器内への入退域管理方法について                  ・エバケーションアラーム吹鳴(警報時)の対応について                  ・ミッドループ運転の概要とリスクについて                  &lt;教育の実施時期&gt;                  ・発電所への入所時                  ・定期検査前                  ・ミッドループ運転中の格納容器内作業申請時</p> <p><b>2. 退避手段及び人数把握</b>                  事故発生後、格納容器内のエバケーションアラームもしくはページング装置により、作業員へ格納容器内からの退避指示を行う。                  また、ミッドループ運転期間中は格納容器内入退域者を機械的に管理し、事故発生時においてエアロック閉止を行う出入監視員を24時間常駐させる。                  事故発生時には、当該の出入監視員は全作業員が格納容器外に退避したことを確認し、当直課長に報告・指示を受けた上でエアロックを閉止する。                  なお、作業員は2名以上で作業を実施するため、退避の際に負傷した場合においても周囲の作業員の救助により退避可能である。                  また、確実に作業員全員が格納容器外へ退避したことを確認するための具体的な手順は以下の通り。</p> <p style="text-align: center;">【退避の確認手順】</p> <p>(1) 出入監視員は格納容器内入退域を管理する装置により、全作業員が退避していることを確認する。                  (2) 各作業の作業責任者(または代理人)は作業員の点呼を行い、全作業員が退避していることを確認する。                  (3) 作業責任者(または代理人)は出入監視員に点呼結果を連絡し、出入監視員は全作業員が退避していることを再確認する。</p> <p><b>3. 退避時間内訳</b> <span style="font-size: small;">▽ 退避指示(事故発生から15分以内)</span></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th colspan="2">所要時間</th> </tr> <tr> <th rowspan="2">作業員 (CV内 →CV外)</th> <th rowspan="2">工程</th> <th>退避</th> <th>退避完了</th> </tr> <tr> <th>約6分</th> <th>約7.5分</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">想定</td> <td>10分</td> <td>10分</td> <td></td> </tr> <tr> <td>検証結果</td> <td>約6分</td> <td>約7.5分</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">出入 監視員 (CV外)</td> <td rowspan="2">工程</td> <td>退避確認・報告等</td> <td>エアロック閉止</td> </tr> <tr> <td>25分</td> <td>5分</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">合計</td> <td>想定</td> <td>30分</td> <td></td> </tr> <tr> <td>検証結果</td> <td>約17分</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p style="font-size: x-small;">※ミッドループ期間中における格納容器内の最大作業員数は100名程度となる。</p>			所要時間		作業員 (CV内 →CV外)	工程	退避	退避完了	約6分	約7.5分	想定	10分	10分		検証結果	約6分	約7.5分	出入 監視員 (CV外)	工程	退避確認・報告等	エアロック閉止	25分	5分	合計	想定	30分		検証結果	約17分		<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.1</p> <p style="text-align: center;">ミッドループ運転中の事故時における C/V 内作業員の退避について</p> <p>ミッドループ運転中の事故時における原子炉格納容器（以下、「C/V」という。）内作業員の退避について下記に示す。</p> <p><b>1. 教育</b>                  ミッドループ運転中に C/V 内で作業を実施する作業員に対しては、ミッドループ運転中の事故事象や非常時の退避（退避場所、注意事項等）について教育等を実施し、周知徹底を図っている。</p> <p><b>2. 退避手段及び人数把握</b>                  事故発生後、格納容器内退避警報又は所内通話設備（バッテリー内蔵）により、作業員へ C/V 内からの退避指示を行う。                  また、ミッドループ運転期間中は C/V 内入退域者を名簿で管理し、エアロック閉止を行う C/V 出入管理員を24時間常駐させる。                  なお、作業員は2名以上で作業を実施するため、退避の際に負傷した場合においても周囲の作業員の救助により退避可能である。                  また、確実に作業員全員が C/V 外へ退避したことを確認するための具体的な手順は以下の通り。</p> <p style="text-align: center;">【退避の確認手順】</p> <p>(1) 事故発生時、作業員は予め定めた指定場所（オペフロ等）に集合し、各作業の作業責任者等が退避者を確認した後に、作業班単位又は数人のグループ単位で避難を行う。（負傷者が発生した場合は作業班員の救助により避難する。）                  (2) C/V 外へ退避した後に、各作業の作業責任者等が作業員の点呼を行い、全作業員が退避していることを確認し、C/V 入域退出管理簿に作業員が退出したことを記載（退出時間を記入）する。                  (3) C/V 出入管理員は、各作業の作業責任者等が記載した C/V 入域退出管理簿を確認し、C/V 内の全作業員の退避を確認する。</p>	<p>相違理由</p> <p>運用の相違                  ・泊はCV内入退域者を名簿で管理するが、CV退避時には常駐する出入管理員が全作業員の退避完了を再確認する運用は大阪と同様</p> <p>記載内容の相違                  ・運用の相違により退避の確認手順が異なる</p>
		所要時間																														
作業員 (CV内 →CV外)	工程	退避	退避完了																													
		約6分	約7.5分																													
想定	10分	10分																														
	検証結果	約6分	約7.5分																													
出入 監視員 (CV外)	工程	退避確認・報告等	エアロック閉止																													
		25分	5分																													
合計	想定	30分																														
	検証結果	約17分																														

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.1 ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																											
<p>(再掲)</p> <p><b>ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について(1/3)</b></p> <p>ミッドループ運転中の事故時における原子炉格納容器内からの作業員の退避に関する対応を以下に示す。</p> <p><b>1. 教育</b></p> <p>ミッドループ運転中に格納容器内で作業を実施する作業員に対しては、以下の内容・タイミングで教育を実施し周知徹底を図るとともに、訓練についても実施する。</p> <p>&lt;教育内容&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>格納容器内への入退域管理方法について</li> <li>エバケーションアラーム吹鳴(警報時)の対応について</li> <li>ミッドループ運転の概要とリスクについて</li> </ul> <p>&lt;教育の実施時期&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>発電所への入所時</li> <li>定期検査前</li> <li>ミッドループ運転中の格納容器内作業申請時</li> </ul> <p><b>2. 退避手段及び人数把握</b></p> <p>事故発生後、格納容器内のエバケーションアラームもしくはページング装置により、作業員へ格納容器内からの退避指示を行う。</p> <p>また、ミッドループ運転期間中は格納容器内入退域者を機械的に管理し、事故発生時においてエアロック閉止を行う出入監視員を24時間常駐させる。</p> <p>事故発生時には、当該の出入監視員は全作業員が格納容器外に退避したことを確認し、当直課長に報告・指示を受けた上でエアロックを閉止する。</p> <p>なお、作業員は2名以上で作業を実施するため、退避の際に負傷した場合においても周囲の作業員の救助により退避可能である。</p> <p>また、確実に作業員全員が格納容器外へ退避したことを確認するための具体的な手順は以下の通り。</p> <p>※ミッドループ期間中における格納容器内の最大作業員数は100名程度となる。</p> <div data-bbox="604 287 1019 845"> <p><b>【退避の確認手順】</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>出入監視員は格納容器内入退域を管理する装置により、全作業員が退避していることを確認する。</li> <li>各作業の作業責任者(または代理人)は作業員の点呼を行い、全作業員が退避していることを確認する。</li> <li>作業責任者(または代理人)は出入監視員に点呼結果を連絡し、出入監視員は全作業員が退避していることを再確認する。</li> </ol> <p><b>3. 退避時間内訳</b></p> <p>▽ 退避指示(事象発生から15分以内)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">作業員(CV内→CV外)</th> <th rowspan="2">工程</th> <th colspan="2">所要時間</th> </tr> <tr> <th>退避</th> <th>退避完了</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">作業員(CV内→CV外)</td> <td>工程</td> <td>退避</td> <td>退避完了</td> </tr> <tr> <td>想定</td> <td>10分</td> <td>10分</td> </tr> <tr> <td>検証結果</td> <td>約6分</td> <td>約7.5分</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">出入監視員(CV外)</td> <td>工程</td> <td>退避確認・報告時</td> <td>エアロック閉止</td> </tr> <tr> <td>想定</td> <td>25分</td> <td>5分</td> </tr> <tr> <td>検証結果</td> <td>約10分</td> <td>約2分</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>想定</td> <td colspan="2">30分</td> </tr> <tr> <td>検証結果</td> <td colspan="3">約17分</td> </tr> </tbody> </table> </div>	作業員(CV内→CV外)	工程	所要時間		退避	退避完了	作業員(CV内→CV外)	工程	退避	退避完了	想定	10分	10分	検証結果	約6分	約7.5分	出入監視員(CV外)	工程	退避確認・報告時	エアロック閉止	想定	25分	5分	検証結果	約10分	約2分	合計	想定	30分		検証結果	約17分			<p>泊発電所3号炉</p> <p><b>3. 退避時間内訳</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th colspan="2">所要時間</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">運転員</td> <td>工程</td> <td>事象確認</td> <td>C/V隔離弁閉止</td> </tr> <tr> <td>想定</td> <td>10分</td> <td>25分</td> </tr> <tr> <td>検証結果</td> <td colspan="2">約17分</td> <td>約3分</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">作業員</td> <td>工程</td> <td colspan="2">退避</td> </tr> <tr> <td>検証結果</td> <td colspan="2">約23分</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">C/V出入管理員</td> <td>工程</td> <td>退避～点呼完了</td> <td>エアロック閉止</td> </tr> <tr> <td>想定</td> <td>30分</td> <td>10分</td> </tr> <tr> <td>検証結果</td> <td colspan="2">約35分</td> <td>約5分</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>想定</td> <td colspan="2">40分</td> </tr> <tr> <td>検証結果</td> <td colspan="3">約35分</td> </tr> </tbody> </table> <p>*1：想定時間は、作業員退避後、C/V出入管理員による退避確認・照合を行うことを想定しているが、検証では、格納容器内退避警報が作動したと想定し時間を測定した。</p> <p>*2：エアロックは2重の扉となっており、通常運転中は片側ずつ開放し両側が同時に開放できないようになっているが、定検中は両側の扉を開放している。この場合、両側の扉開放状態から片側の扉を閉止する。(閉止後も通常の出入は可能)</p>			所要時間		運転員	工程	事象確認	C/V隔離弁閉止	想定	10分	25分	検証結果	約17分		約3分	作業員	工程	退避		検証結果	約23分		C/V出入管理員	工程	退避～点呼完了	エアロック閉止	想定	30分	10分	検証結果	約35分		約5分	合計	想定	40分		検証結果	約35分			
作業員(CV内→CV外)			工程	所要時間																																																																									
	退避	退避完了																																																																											
作業員(CV内→CV外)	工程	退避	退避完了																																																																										
	想定	10分	10分																																																																										
検証結果	約6分	約7.5分																																																																											
出入監視員(CV外)	工程	退避確認・報告時	エアロック閉止																																																																										
	想定	25分	5分																																																																										
検証結果	約10分	約2分																																																																											
合計	想定	30分																																																																											
検証結果	約17分																																																																												
		所要時間																																																																											
運転員	工程	事象確認	C/V隔離弁閉止																																																																										
	想定	10分	25分																																																																										
検証結果	約17分		約3分																																																																										
作業員	工程	退避																																																																											
	検証結果	約23分																																																																											
C/V出入管理員	工程	退避～点呼完了	エアロック閉止																																																																										
	想定	30分	10分																																																																										
検証結果	約35分		約5分																																																																										
合計	想定	40分																																																																											
検証結果	約35分																																																																												

図1 作業員の退避時間の内訳

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）

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.1 ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について）

大飯発電所3 / 4号炉		泊発電所3号炉		相違理由																																																																												
<b>ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について(2/3)</b>																																																																																
ミッドループ運転中の事故時における原子炉格納容器内からの作業員の退避時間の検証結果は以下の通り。		ミッドループ運転中の事故時における原子炉格納容器内からの作業員の退避時間の検証結果は以下の通り。																																																																														
<table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>時間(検証結果)</th> <th>備考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">退避</td> <td>作業場所から非常用エアロック外への退避</td> <td>約3分</td> <td>複数場所からの退避時間を検証し、最も時間を要する場合。(キャビティからの退避) キャビティタラップを昇る時間を5人で検証した結果、36秒であった。キャビティ内で作業する作業員数を20名と想定すると、36秒×(20名/5名)=144秒 オベフロからエアロックまでの移動時間は約30秒なので、144+30=174秒</td> </tr> <tr> <td>靴の履替え</td> <td>約3分</td> <td>検証は5人で実施し、40秒であった。 同じエリアで靴を履き替える作業員数を20名と想定すると40秒×(20名/5名)=160秒</td> </tr> <tr> <td>小計</td> <td>約6分</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="5">機械登録・点呼・報告</td> <td>バーコードの取出し (汚染区域用放射線防護服を着用している者)</td> <td>約1分</td> <td>汚染区域放射線防護服を着用した状態からバーコードを取り出すまでの時間</td> </tr> <tr> <td>バーコード読取り</td> <td>約3.5分</td> <td>20名が順次バーコードを読取る時間を検証した結果、40秒であった。作業員数を100名とすると、40秒×(100名/20名)=200秒</td> </tr> <tr> <td>退避場所への移動</td> <td>約1分</td> <td>エアロックから機器ハッチまでの移動時間</td> </tr> <tr> <td>作業員の点呼・報告</td> <td>約2分</td> <td>1つの作業グループの作業員が20名と想定し、名簿による点呼時間を検証した結果、50秒であった。点呼終了後、作業責任者がエアロック前の出入監視員へ報告するために移動する時間は約60秒なので、50+60=110秒</td> </tr> <tr> <td>小計</td> <td>約7.5分</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="3">退避確認</td> <td>装置による最終確認</td> <td>約0.5分</td> <td>出入監視員が入退域を管理する装置で確認した時間</td> </tr> <tr> <td>当直課長への報告</td> <td>約1分</td> <td>出入監視員が全作業員が退避したことを確認し、当直課長へ連絡・指示を受けた時間</td> </tr> <tr> <td>小計</td> <td>約1.5分</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">エアロック閉止</td> <td>エアロック閉止</td> <td>約2分</td> <td>シール保護養生取外し、ストッパー解除作業を含む</td> </tr> <tr> <td>小計</td> <td>約2分</td> <td></td> </tr> <tr> <td colspan="2"><b>合計</b></td> <td><b>約17分</b></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		項目	時間(検証結果)	備考	退避	作業場所から非常用エアロック外への退避	約3分	複数場所からの退避時間を検証し、最も時間を要する場合。(キャビティからの退避) キャビティタラップを昇る時間を5人で検証した結果、36秒であった。キャビティ内で作業する作業員数を20名と想定すると、36秒×(20名/5名)=144秒 オベフロからエアロックまでの移動時間は約30秒なので、144+30=174秒	靴の履替え	約3分	検証は5人で実施し、40秒であった。 同じエリアで靴を履き替える作業員数を20名と想定すると40秒×(20名/5名)=160秒	小計	約6分		機械登録・点呼・報告	バーコードの取出し (汚染区域用放射線防護服を着用している者)	約1分	汚染区域放射線防護服を着用した状態からバーコードを取り出すまでの時間	バーコード読取り	約3.5分	20名が順次バーコードを読取る時間を検証した結果、40秒であった。作業員数を100名とすると、40秒×(100名/20名)=200秒	退避場所への移動	約1分	エアロックから機器ハッチまでの移動時間	作業員の点呼・報告	約2分	1つの作業グループの作業員が20名と想定し、名簿による点呼時間を検証した結果、50秒であった。点呼終了後、作業責任者がエアロック前の出入監視員へ報告するために移動する時間は約60秒なので、50+60=110秒	小計	約7.5分		退避確認	装置による最終確認	約0.5分	出入監視員が入退域を管理する装置で確認した時間	当直課長への報告	約1分	出入監視員が全作業員が退避したことを確認し、当直課長へ連絡・指示を受けた時間	小計	約1.5分		エアロック閉止	エアロック閉止	約2分	シール保護養生取外し、ストッパー解除作業を含む	小計	約2分		<b>合計</b>		<b>約17分</b>			<p style="text-align: center;">表1 作業員の退避時間の検証結果</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>時間 (検証結果)</th> <th>備考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">退避</td> <td>作業場所からC/V内集合場所への移動、点呼</td> <td>約15分</td> <td>複数場所からの退避時間を検証し、最も時間を要する場合。(原子炉キャビティ内からの退避) 作業員の原子炉キャビティ内からオベフロ移動実績40秒を1分と保守的に評価し、15人×1分として約15分とした。</td> </tr> <tr> <td>C/V内集合場所から通常用エアロック出口への退避</td> <td>約8分</td> <td>オベフロから通常用エアロック出口までの移動の測定結果</td> </tr> <tr> <td>小計</td> <td>約23分</td> <td></td> </tr> <tr> <td>照合</td> <td>退出者最終確認 入退域名簿との照合</td> <td>約7分</td> <td>通常用エアロック出口で最終確認、入退域名簿との照合に要する想定時間</td> </tr> <tr> <td>閉止</td> <td>エアロック閉止</td> <td>約5分</td> <td>ターンバックル、内扉側保護カバー、本体側シート部保護カバー取外し作業実績より。</td> </tr> <tr> <td colspan="2"><b>合計</b></td> <td><b>約35分</b></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		項目	時間 (検証結果)	備考	退避	作業場所からC/V内集合場所への移動、点呼	約15分	複数場所からの退避時間を検証し、最も時間を要する場合。(原子炉キャビティ内からの退避) 作業員の原子炉キャビティ内からオベフロ移動実績40秒を1分と保守的に評価し、15人×1分として約15分とした。	C/V内集合場所から通常用エアロック出口への退避	約8分	オベフロから通常用エアロック出口までの移動の測定結果	小計	約23分		照合	退出者最終確認 入退域名簿との照合	約7分	通常用エアロック出口で最終確認、入退域名簿との照合に要する想定時間	閉止	エアロック閉止	約5分	ターンバックル、内扉側保護カバー、本体側シート部保護カバー取外し作業実績より。	<b>合計</b>		<b>約35分</b>		
項目	時間(検証結果)	備考																																																																														
退避	作業場所から非常用エアロック外への退避	約3分	複数場所からの退避時間を検証し、最も時間を要する場合。(キャビティからの退避) キャビティタラップを昇る時間を5人で検証した結果、36秒であった。キャビティ内で作業する作業員数を20名と想定すると、36秒×(20名/5名)=144秒 オベフロからエアロックまでの移動時間は約30秒なので、144+30=174秒																																																																													
	靴の履替え	約3分	検証は5人で実施し、40秒であった。 同じエリアで靴を履き替える作業員数を20名と想定すると40秒×(20名/5名)=160秒																																																																													
	小計	約6分																																																																														
機械登録・点呼・報告	バーコードの取出し (汚染区域用放射線防護服を着用している者)	約1分	汚染区域放射線防護服を着用した状態からバーコードを取り出すまでの時間																																																																													
	バーコード読取り	約3.5分	20名が順次バーコードを読取る時間を検証した結果、40秒であった。作業員数を100名とすると、40秒×(100名/20名)=200秒																																																																													
	退避場所への移動	約1分	エアロックから機器ハッチまでの移動時間																																																																													
	作業員の点呼・報告	約2分	1つの作業グループの作業員が20名と想定し、名簿による点呼時間を検証した結果、50秒であった。点呼終了後、作業責任者がエアロック前の出入監視員へ報告するために移動する時間は約60秒なので、50+60=110秒																																																																													
	小計	約7.5分																																																																														
退避確認	装置による最終確認	約0.5分	出入監視員が入退域を管理する装置で確認した時間																																																																													
	当直課長への報告	約1分	出入監視員が全作業員が退避したことを確認し、当直課長へ連絡・指示を受けた時間																																																																													
	小計	約1.5分																																																																														
エアロック閉止	エアロック閉止	約2分	シール保護養生取外し、ストッパー解除作業を含む																																																																													
	小計	約2分																																																																														
<b>合計</b>		<b>約17分</b>																																																																														
項目	時間 (検証結果)	備考																																																																														
退避	作業場所からC/V内集合場所への移動、点呼	約15分	複数場所からの退避時間を検証し、最も時間を要する場合。(原子炉キャビティ内からの退避) 作業員の原子炉キャビティ内からオベフロ移動実績40秒を1分と保守的に評価し、15人×1分として約15分とした。																																																																													
	C/V内集合場所から通常用エアロック出口への退避	約8分	オベフロから通常用エアロック出口までの移動の測定結果																																																																													
	小計	約23分																																																																														
照合	退出者最終確認 入退域名簿との照合	約7分	通常用エアロック出口で最終確認、入退域名簿との照合に要する想定時間																																																																													
閉止	エアロック閉止	約5分	ターンバックル、内扉側保護カバー、本体側シート部保護カバー取外し作業実績より。																																																																													
<b>合計</b>		<b>約35分</b>																																																																														

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.1 ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について）

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;"><b>ミッドループ運転中の事故時におけるC/V内作業員の退避について(3/3)</b></p> <p><b>4. 作業員の退避に係る環境影響評価</b></p> <p>3. の通り、大飯3、4号機においてミッドループ運転中に事故が発生した場合における格納容器内からの作業員の退避に要する時間は、退避指示までの時間(15分)も含めて25分以内である。              この間に放出される蒸気の影響を確認するため、作業員被ばくの観点及び格納容器内雰囲気温度の観点で概略評価を行った。</p> <p>(1) 被ばく評価              &lt;評価結果&gt;              下表の通り、作業員の被ばく線量は最大約1.4mSvとなる。</p> <table border="1" data-bbox="369 486 772 566"> <thead> <tr> <th>外部被ばく</th> <th>内部被ばく</th> <th>計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約<math>1.1 \times 10^{-2}</math>mSv</td> <td>約1.3mSv</td> <td>約1.4mSv</td> </tr> </tbody> </table> <p>&lt;主な評価条件&gt;              ○1次冷却材の燃料被覆管欠陥率は0.1%と仮定              ○事象発生0分から、格納容器内が、1次冷却材の蒸気雰囲気(100℃における飽和蒸気として)で満たされるものと仮定              ○事象発生0分から30分までを対象(C/V内からC/V外への作業員の退避に要する時間25分を保守的に30分として評価)              ○気液分配係数は1(1次冷却材中の放射性物質(CP,FP)は、沸騰によって液相から気相へすべて移行するもの)と仮定</p> <p>(2) 格納容器内雰囲気温度評価              &lt;評価結果&gt;              格納容器内雰囲気温度は、格納容器内ヒートシンクの効果によって退避完了までに有意な上昇は見られず、作業員の退避に影響はない。</p>	外部被ばく	内部被ばく	計	約 $1.1 \times 10^{-2}$ mSv	約1.3mSv	約1.4mSv	<p>4. 作業員の退避に係る環境影響評価</p> <p>3. の通り、泊3号炉においてミッドループ運転中に事故が発生した場合におけるC/V内からの作業員の退避に要する時間は、<b>約23分と評価しており、事象確認の10分を含めて40分以内である。</b>              この間に放出される蒸気の影響を確認するため、作業員被ばくの観点及びC/V内雰囲気温度の観点で概略評価を行った。</p> <p>(1) 被ばく評価              &lt;評価結果&gt;              下記の通り、作業員の被ばく線量は最大約<b>13.8mSv</b>となる。</p> <p style="text-align: center;">表2 作業員の被ばく評価結果</p> <table border="1" data-bbox="1075 622 1937 686"> <thead> <tr> <th>外部被ばく</th> <th>内部被ばく</th> <th>計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>約<math>1.14 \times 10^{-1}</math>mSv</td> <td>約<math>1.36 \times 10^1</math>mSv</td> <td>約<math>1.38 \times 10^1</math>mSv</td> </tr> </tbody> </table> <p>&lt;主な評価条件&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○1次冷却材の燃料被覆管欠陥率は0.1%を仮定</li> <li>○プロセス解析の結果によらず、事象発生0分から、<b>C/V内全体</b>が1次冷却材の蒸気雰囲気(100℃における飽和蒸気として)で満たされるものと仮定</li> <li>○事象発生0分から<b>40分</b>までを対象(C/V内からC/V外への作業員の退避に要する時間<b>23分</b>に<b>事象確認に要する時間10分</b>を加えた<b>33分</b>を保守的に<b>40分</b>として評価)</li> <li>○気液分配係数は1(1次冷却材中の放射性物質(CP,FP)は、沸騰によって液相から気相へすべて移行するもの)と仮定</li> </ul> <p>(2) C/V内雰囲気温度評価              &lt;評価結果&gt;              C/V内雰囲気温度は、C/V内ヒートシンクの効果によって退避完了までに有意な上昇は見られず、作業員の退避の影響はない。</p>	外部被ばく	内部被ばく	計	約 $1.14 \times 10^{-1}$ mSv	約 $1.36 \times 10^1$ mSv	約 $1.38 \times 10^1$ mSv	<p>訓練実績の相違</p> <p>評価結果の相違              ・退避までに要する時間の相違及び蒸気充満の想定              の相違により被ばく線量が異なる</p> <p>評価条件の相違</p> <p>退避時間の相違</p>
外部被ばく	内部被ばく	計												
約 $1.1 \times 10^{-2}$ mSv	約1.3mSv	約1.4mSv												
外部被ばく	内部被ばく	計												
約 $1.14 \times 10^{-1}$ mSv	約 $1.36 \times 10^1$ mSv	約 $1.38 \times 10^1$ mSv												

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）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.2 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																	
<p style="text-align: center;">添付資料5.1.3</p> <p style="text-align: center;">大飯3号及び4号炉の重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について （崩壊熱除去機能喪失）</p> <p>重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去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（崩壊熱除去機能喪失）</p> <table border="1" data-bbox="199 520 1003 1150"> <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) 初期条件</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 1次系圧力</td> <td>大気圧</td> <td>ミッドループ運転時の現実的な設定</td> </tr> <tr> <td>2) 1次系冷却材高温側温度</td> <td>93℃</td> <td>ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値</td> </tr> <tr> <td>3) 1次系水位</td> <td>原子炉容器出入口 ノズルセンターレベル +200mm</td> <td>ミッドループ運転時の水位</td> </tr> <tr> <td>4) 原子炉停止後の時間</td> <td>72時間</td> <td>最短時間に余裕をみた時間</td> </tr> <tr> <td>5) 1次系開口部</td> <td>加圧器安全弁配管（3個分）</td> <td>ミッドループ運転時の現実的な設定</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) 蓄圧タンク</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>    i 開操作開始</td> <td>事象発生から60分、100分、140分後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td>    ii 個数</td> <td>3基</td> <td>設計値に余裕をみた基数</td> </tr> <tr> <td>    iii 保持圧力</td> <td>1.0MPa[gage]</td> <td>最低保持圧力</td> </tr> <tr> <td>    iv 保有水量</td> <td>26.9m<sup>3</sup>（1基当たり）</td> <td>最低保有水量</td> </tr> <tr> <td>2) 恒設代替低圧注水ポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>    i 注入開始</td> <td>3基目の蓄圧タンク注入開始から1分後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td>    ii 注入流量</td> <td>28m<sup>3</sup>/h</td> <td>蒸散量に余裕をみた流量</td> </tr> </tbody> </table>	名 称	数 値	解析上の取り扱い	(1) 初期条件			1) 1次系圧力	大気圧	ミッドループ運転時の現実的な設定	2) 1次系冷却材高温側温度	93℃	ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値	3) 1次系水位	原子炉容器出入口 ノズルセンターレベル +200mm	ミッドループ運転時の水位	4) 原子炉停止後の時間	72時間	最短時間に余裕をみた時間	5) 1次系開口部	加圧器安全弁配管（3個分）	ミッドループ運転時の現実的な設定	(2) 事象収束に重要な機器・操作関連			1) 蓄圧タンク			i 開操作開始	事象発生から60分、100分、140分後	運転員等操作余裕の考え方	ii 個数	3基	設計値に余裕をみた基数	iii 保持圧力	1.0MPa[gage]	最低保持圧力	iv 保有水量	26.9m <sup>3</sup> （1基当たり）	最低保有水量	2) 恒設代替低圧注水ポンプ			i 注入開始	3基目の蓄圧タンク注入開始から1分後	運転員等操作余裕の考え方	ii 注入流量	28m <sup>3</sup> /h	蒸散量に余裕をみた流量	<p style="text-align: center;">添付資料 7.4.1.2</p> <p style="text-align: center;">重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について （崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））</p> <p>重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去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 （崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））</p> <table border="1" data-bbox="1070 520 1951 1026"> <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) 初期条件</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 1次冷却材圧力</td> <td>大気圧</td> <td>ミッドループ運転時の現実的な設定</td> </tr> <tr> <td>2) 1次冷却材高温側温度</td> <td>93℃</td> <td>ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値</td> </tr> <tr> <td>3) 1次冷却材水位</td> <td>原子炉容器出入口 配管中心高さ+100mm</td> <td>ミッドループ運転時の水位</td> </tr> <tr> <td>4) 原子炉停止後の時間</td> <td>72時間*</td> <td>最短時間に余裕をみた時間</td> </tr> <tr> <td>5) 1次冷却系開口部</td> <td>加圧器安全弁配管（3個） +加圧器のベント弁（1個）</td> <td>ミッドループ運転時の現実的な設定</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) 代替格納容器スプレイポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>    i 注入開始</td> <td>事象発生から60分後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td>    ii 注入流量</td> <td>29m<sup>3</sup>/h</td> <td>蒸散量を上回る流量</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">*原子炉停止後の時間の詳細については、別紙に記載する。</p>	名 称	数 値	解析上の取り扱い	(1) 初期条件			1) 1次冷却材圧力	大気圧	ミッドループ運転時の現実的な設定	2) 1次冷却材高温側温度	93℃	ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値	3) 1次冷却材水位	原子炉容器出入口 配管中心高さ+100mm	ミッドループ運転時の水位	4) 原子炉停止後の時間	72時間*	最短時間に余裕をみた時間	5) 1次冷却系開口部	加圧器安全弁配管（3個） +加圧器のベント弁（1個）	ミッドループ運転時の現実的な設定	(2) 事象収束に重要な機器・操作関連			1) 代替格納容器スプレイポンプ			i 注入開始	事象発生から60分後	運転員等操作余裕の考え方	ii 注入流量	29m <sup>3</sup> /h	蒸散量を上回る流量	<p>記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・泊は本文第7.4.1.2表の主要解析条件の表に記載を合わせた</li> </ul> <p>解析条件の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・大飯は蓄圧タンクに期待しているのに対して、泊は期待していない（玄海と同様）</li> </ul>
名 称	数 値	解析上の取り扱い																																																																																	
(1) 初期条件																																																																																			
1) 1次系圧力	大気圧	ミッドループ運転時の現実的な設定																																																																																	
2) 1次系冷却材高温側温度	93℃	ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値																																																																																	
3) 1次系水位	原子炉容器出入口 ノズルセンターレベル +200mm	ミッドループ運転時の水位																																																																																	
4) 原子炉停止後の時間	72時間	最短時間に余裕をみた時間																																																																																	
5) 1次系開口部	加圧器安全弁配管（3個分）	ミッドループ運転時の現実的な設定																																																																																	
(2) 事象収束に重要な機器・操作関連																																																																																			
1) 蓄圧タンク																																																																																			
i 開操作開始	事象発生から60分、100分、140分後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																	
ii 個数	3基	設計値に余裕をみた基数																																																																																	
iii 保持圧力	1.0MPa[gage]	最低保持圧力																																																																																	
iv 保有水量	26.9m <sup>3</sup> （1基当たり）	最低保有水量																																																																																	
2) 恒設代替低圧注水ポンプ																																																																																			
i 注入開始	3基目の蓄圧タンク注入開始から1分後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																	
ii 注入流量	28m <sup>3</sup> /h	蒸散量に余裕をみた流量																																																																																	
名 称	数 値	解析上の取り扱い																																																																																	
(1) 初期条件																																																																																			
1) 1次冷却材圧力	大気圧	ミッドループ運転時の現実的な設定																																																																																	
2) 1次冷却材高温側温度	93℃	ミッドループ運転時の運転モード（モード5）の上限値																																																																																	
3) 1次冷却材水位	原子炉容器出入口 配管中心高さ+100mm	ミッドループ運転時の水位																																																																																	
4) 原子炉停止後の時間	72時間*	最短時間に余裕をみた時間																																																																																	
5) 1次冷却系開口部	加圧器安全弁配管（3個） +加圧器のベント弁（1個）	ミッドループ運転時の現実的な設定																																																																																	
(2) 事象収束に重要な機器・操作関連																																																																																			
1) 代替格納容器スプレイポンプ																																																																																			
i 注入開始	事象発生から60分後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																	
ii 注入流量	29m <sup>3</sup> /h	蒸散量を上回る流量																																																																																	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

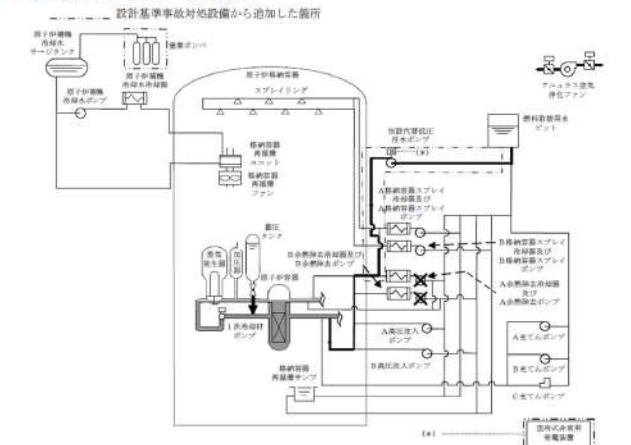
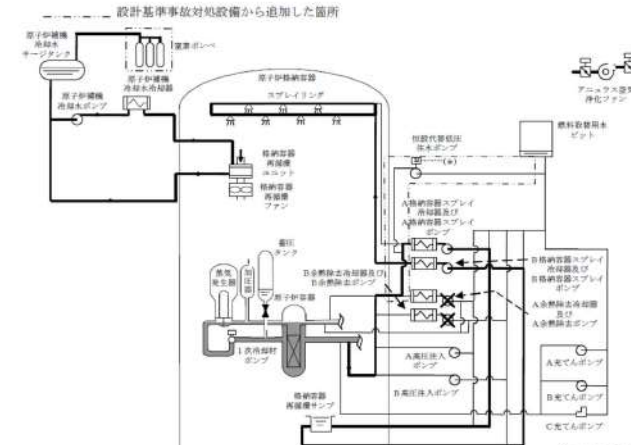
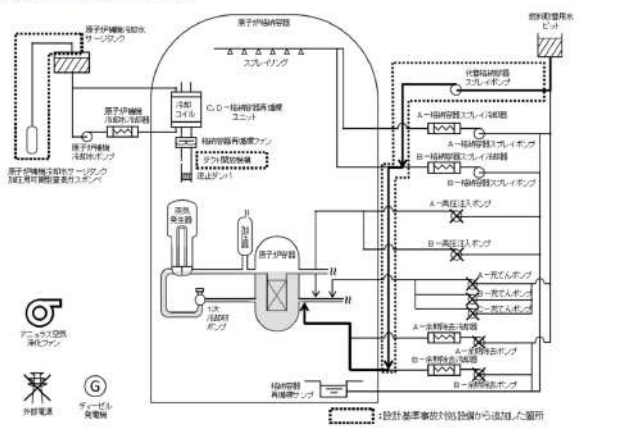
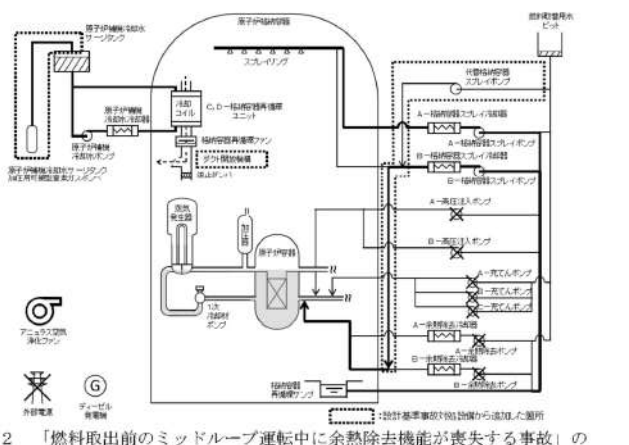
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.2 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由								
	<p style="text-align: right;">別紙</p> <p style="text-align: center;">原子炉停止後の時間について</p> <p>運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故（事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」を除く）において、原子炉停止後の時間については、評価結果を厳しくするように、燃料取出前のミッドループ運転中の事故を想定し、そのうち、炉心露出の観点から炉心崩壊熱と1次冷却系保有水量の最も厳しい組合せとなる1次冷却材水抜き完了時に事故が発生するものとしている。したがって、定期検査工程上、原子炉停止から1次冷却材水抜き完了までの時間として考えられる最短時間に余裕をみた時間を設定している。</p> <p>原子炉停止から1次冷却材の水抜き完了までに必要な作業工程は、脱ガス運転、1次冷却系の降温降圧操作及び原子炉容器開放であり、そのうち、クリティカルとなる作業工程は脱ガス運転及び原子炉容器開放である。実際に原子炉停止から1次冷却材の水抜き完了までに要した時間は、泊3号炉の第1回定期検査において約105時間、第2回定期検査において約121時間である。なお、脱ガス運転終了後に原子炉容器開放を行うが、原子炉容器開放の準備作業を脱ガス運転と並行して実施する。図1にこれらの作業工程をまとめて示す。</p> <p>以上の実績を基に、泊3号炉においては、保守性を考慮し原子炉停止後の時間を72時間と設定している。</p> <div style="text-align: center;"> </div> <p>※1 1次冷却系内の溶存水素と放射性気体を取り除く作業工程                  ※2 キャビティ前作業等</p> <p style="text-align: center;">図1 原子炉停止から1次冷却系の水抜きまでに実施する主要な作業工程</p> <p style="text-align: center;">表1 原子炉停止から1次冷却材水抜き完了までの時間</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th></th> <th>解析条件</th> <th>第1回定期検査</th> <th>第2回定期検査</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉停止から1次冷却材水抜き完了までの時間</td> <td>72時間</td> <td>約105時間</td> <td>約121時間</td> </tr> </tbody> </table>		解析条件	第1回定期検査	第2回定期検査	原子炉停止から1次冷却材水抜き完了までの時間	72時間	約105時間	約121時間	<p>記載方針の相違</p> <p>・原子炉停止後の冷却時間に関する説明を記載</p>
	解析条件	第1回定期検査	第2回定期検査							
原子炉停止から1次冷却材水抜き完了までの時間	72時間	約105時間	約121時間							

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

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.3 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）

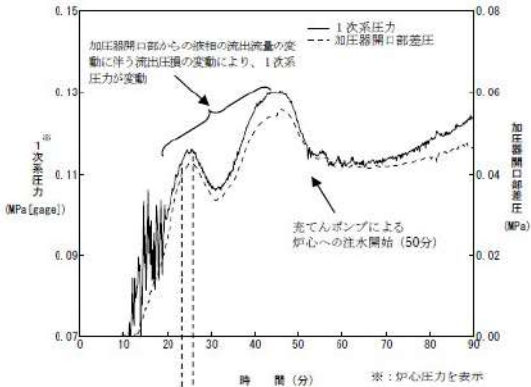
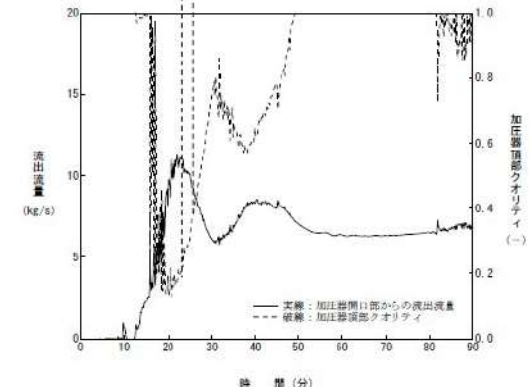
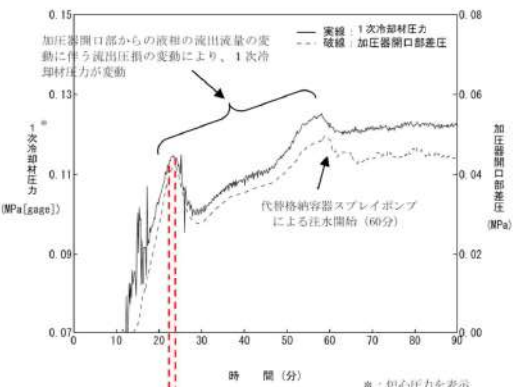
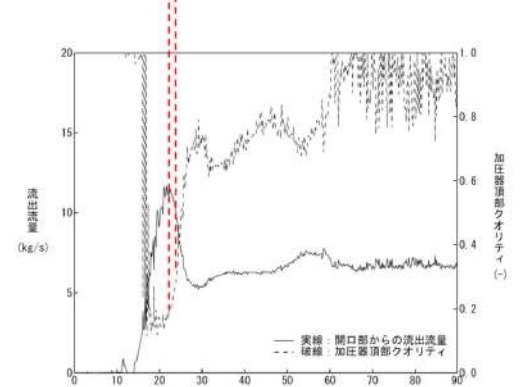
大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 5.1.4</p> <p style="text-align: center;">重要事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について</p> <p>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。</p>  <p>図1 「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（短期対策）</p>  <p>図2 「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（長期対策）</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.4.1.3</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>事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去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 「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（炉心注水）</p>  <p>図2 「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去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、格納容器スプレイ再循環及び格納容器内自然対流冷却）</p>	



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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

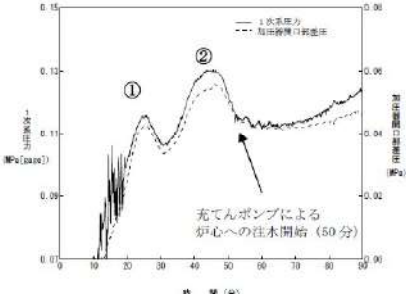
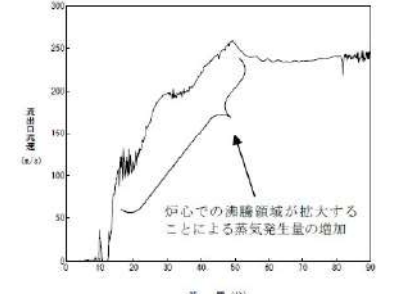
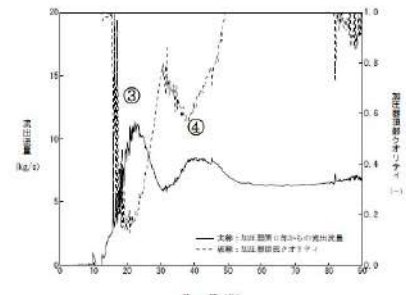
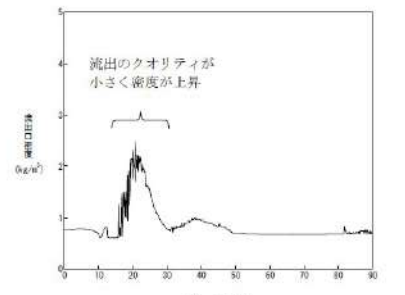
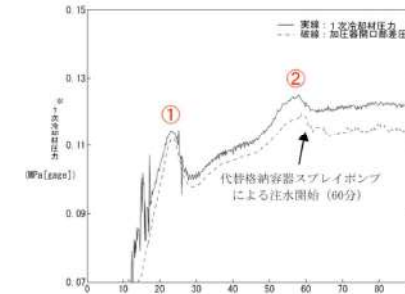
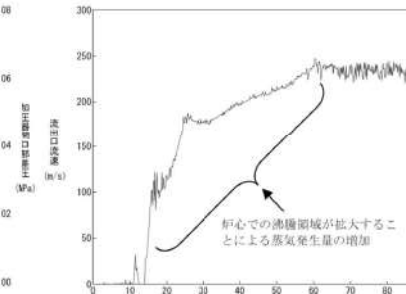
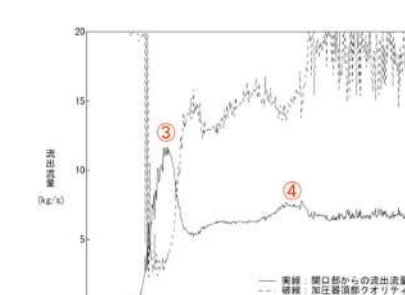
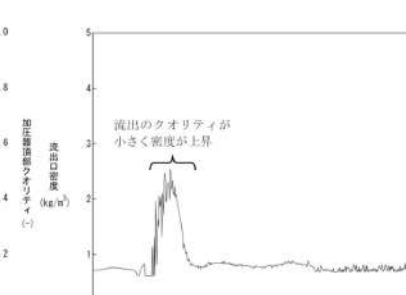
7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.4 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」及び「全交流動力電源喪失」の挙動説明について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p data-bbox="907 167 1048 193">添付資料 5.1.5</p> <p data-bbox="235 236 967 261">「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の挙動説明</p> <p data-bbox="145 339 613 365">① 1次系圧力と加圧器開口部からの流出流量の関係</p> <p data-bbox="145 373 1043 432">1次系の圧力変動の主要因は、加圧器開口部からの流出による圧力損失であり、流出が二相の場合、単相時と比較して圧力損失は増大し、それに伴って1次系圧力も増大する。</p> <p data-bbox="145 440 1043 499">流出流量が減少し始める段階では、まだ液相の流出が支配的であり、ある程度液相の流出が減少（クオリティが上昇）してから1次系圧力が低下し始める。</p>  <p data-bbox="376 922 808 948">図1 1次系圧力と加圧器開口部差圧の推移</p>  <p data-bbox="266 1374 913 1399">図2 加圧器開口部からの流出流量と加圧器頂部クオリティの推移</p>	<p data-bbox="1794 167 1966 193">添付資料 7.4.1.4</p> <p data-bbox="1176 236 1854 295">「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」及び「全交流動力電源喪失」の挙動説明について</p> <p data-bbox="1061 339 1554 365">① 1次冷却材圧力と加圧器開口部からの流出流量の関係</p> <p data-bbox="1061 373 1960 432">1次冷却材圧力変動の主要因は、加圧器開口部からの流出による圧力損失であり、流出が二相の場合、単相時と比較して圧力損失は増大し、それに伴って1次冷却材圧力も増大する。</p> <p data-bbox="1061 440 1960 499">流出流量が減少し始める段階では、まだ液相の放出が支配的であり、ある程度液相の流出が減少（クオリティが上昇）してから1次冷却材圧力が低下し始める。</p>  <p data-bbox="1346 922 1778 948">図1 1次冷却材圧力と加圧器開口部差圧の推移</p>  <p data-bbox="1290 1374 1713 1399">図2 開口部からの流出流量と加圧器頂部クオリティの推移</p>	<p data-bbox="1973 167 2123 328">※蓄圧注入手段をとらず、挙動が泊と類似している伊方との比較を実施</p> <p data-bbox="1973 339 2123 635">記載方針の相違      ・泊は崩壊熱除去機能喪失と全交流動力電源喪失を同一重要事故シーケンスで評価しているため合わせて記載（大飯と同様）</p>

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

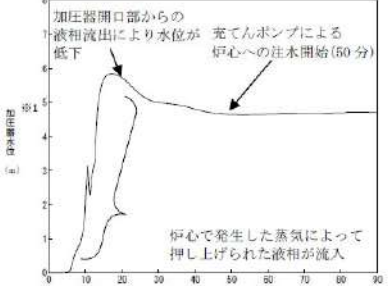
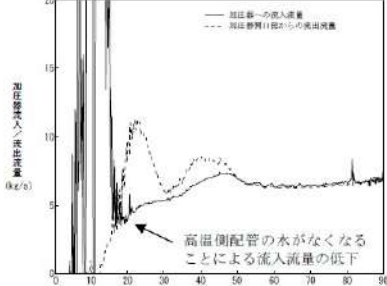
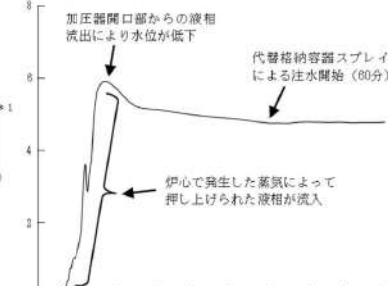
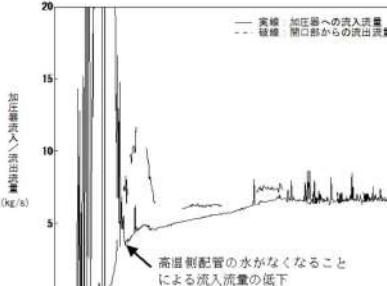
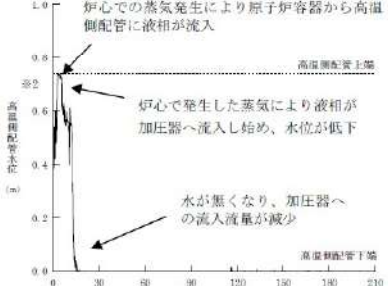
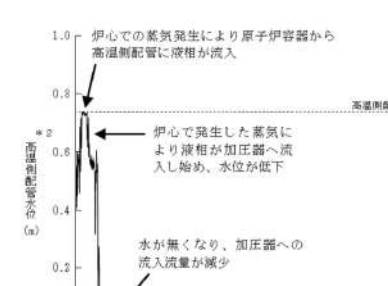
7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.4 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」及び「全交流動力電源喪失」の挙動説明について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>② 1次系圧力及び加圧器開口部からの流出流量のピーク値</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>1次系圧力のピーク値が事象後半の方が高い理由</li> </ul> <p>流出口の密度（図6）は、図3の①時点の方が大きい、流出口の流速（図4）は図3の②時点の方が大きい。</p> <p>加圧器開口部での圧力損失は、以下の式で表され、密度と流速の2乗の積に比例する。</p> $\Delta P = \frac{\rho v^2}{2} \quad \left[ \Delta P : \text{圧力損失} \quad \rho : \text{密度} \quad v : \text{流速} \right]$ <p>上式のように、圧力損失は流速に大きく影響することから、流速の大きい②の方が圧力ピークが大きくなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>加圧器開口部からの流出流量のピーク値が事象前半の方が高い理由</li> </ul> <p>流出口の流速（図4）は図5の④時点の方が大きい、図5の③時点の方が流出のクオリティが小さく、質量流量としては③の方が大きくなる。</p>  <p>図3 1次系圧力と加圧器開口部差圧の推移</p>  <p>図4 流出口流速の推移</p>  <p>図5 加圧器開口部からの流出流量と加圧器頂部クオリティの推移</p>  <p>図6 流出口密度の推移</p>	<p>② 1次冷却材圧力及び加圧器開口部からの放出流量のピーク値</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>1次冷却材圧力のピーク値が事象後半の方が高い理由</li> </ul> <p>流出口の密度（図6）は図3の①時点の方が大きい、流出口の流速（図4）は図3の②時点の方が大きい。</p> <p>加圧器開口部での圧力損失は、以下の式で表され、密度と流速の2乗の積に比例する。</p> $\Delta P \propto \frac{\rho v^2}{2} \quad \left( \begin{array}{l} \Delta P : \text{圧力損失} \\ \rho : \text{密度} \\ v : \text{流速} \end{array} \right)$ <p>上式のように、圧力損失は流速に大きく影響することから、流速の大きい②の方が圧力のピークが大きくなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>加圧器開口部からの流出流量のピーク値が事象前半の方が高い理由</li> </ul> <p>流出口の流速（図4）は図5の④時点の方が大きい、図5の③時点の方が流出のクオリティが小さく、質量流量としては③が大きくなる。</p>  <p>図3 1次冷却材圧力と加圧器開口部差圧の推移</p>  <p>図4 流出口流速の推移</p>  <p>図5 開口部からの流出流量と加圧器頂部クオリティの推移</p>  <p>図6 流出口密度の推移</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.4 「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」及び「全交流動力電源喪失」の挙動説明について）

伊方発電所3号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>③ 加圧器開口部からの流出流量と加圧器水位の関係</p> <p>加圧器水位（図7）は、<b>事故初期</b>は炉心での発生蒸気により押し上げられることに伴い水位は上昇するが、高温側配管の水位（図9）がなくなることにより加圧器への流入流量が減少し、流出流量が流入流量を上回る（図8）ため、加圧器水位が減少している。</p>   <p>図7 加圧器水位の推移</p> <p>図8 加圧器の流入及び流出流量の推移</p>	<p>③加圧器開口部からの流出流量と加圧器水位の関係</p> <p>加圧器水位（図7）は、<b>事象初期</b>は炉心での発生蒸気により押し上げられることに伴い水位は上昇するが、高温側配管の水位（図9）がなくなることにより加圧器への流入流量が減少し、流出流量が流入流量を上回る（図8）ため、加圧器水位が減少している。</p>   <p>図7 加圧器水位の推移</p> <p>図8 加圧器の流入及び流出流量の推移</p>	
 <p>図9 高温側配管水位の推移</p>	 <p>図9 高温側配管水位の推移</p>	

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

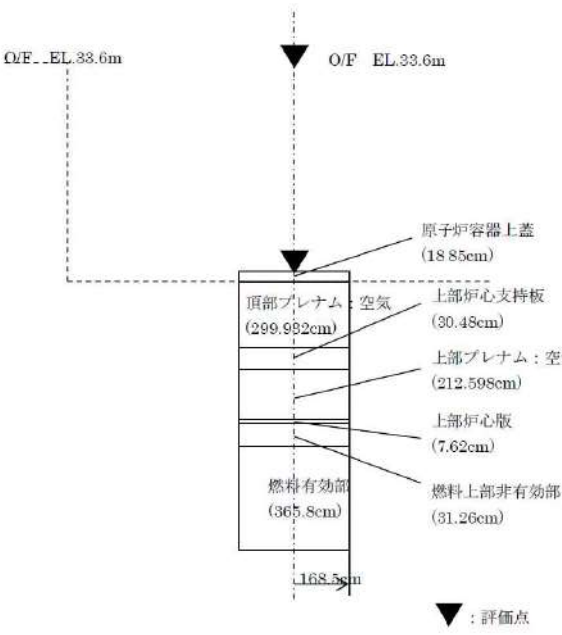
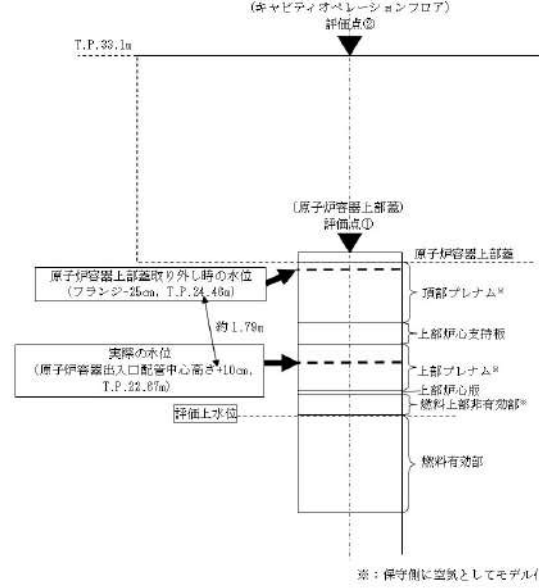
泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.5 ミッドループ運転中の線量率について）

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 5.1.6</p> <p style="text-align: center;">ミッドループ運転中の線量率について</p> <p>「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」において「放射線の遮へいが維持される水位を確保すること」との基準が定められている。運転停止時の有効性評価における運転状態であるミッドループ運転中の重要事故シーケンスのうち、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」は炉心露出しないものの、燃料有効長の高さ近くまで原子炉水位が低下することから、表1の評価条件にて線量率を評価した。</p> <p>ミッドループ運転中の炉内からの放射線による原子炉容器上蓋上面及びキャビティオペレーションフロア高さの線量率を表1の評価条件にて評価した。その結果、表2のとおり原子炉容器上蓋上面、キャビティオペレーションフロア高さにおける線量率はそれぞれ0.047mSv/h、0.015mSv/hであり、燃料取替時の第IV区分*（0.15mSv/h）を満足している。</p> <p>※：運転停止時のミッドループ運転状態での遮蔽設計区分は、通常運転時の第VI区分（&gt;1.0mSv/h）ではあるが、放射線の影響が十分低いことを示すため、キャビティ満水状態で実施する燃料取替作業時に適用している燃料取替時の第IV区分（≤0.15mSv/h）を参照。</p> <p>表1 キャビティ水位が燃料有効長上端まで低下した場合の線量率に係る評価条件</p> <table border="1" data-bbox="268 1037 940 1292"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>評価条件</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>評価時期</td> <td>運転停止時のミッドループ運転中</td> </tr> <tr> <td>評価場所</td> <td>①原子炉容器上蓋上面 ②キャビティオペレーションフロア高さ</td> </tr> <tr> <td>原子炉水位</td> <td>燃料有効部上端</td> </tr> <tr> <td>原子炉停止後の時間</td> <td>1日</td> </tr> <tr> <td>遮へい計算モデル</td> <td>図1の通り</td> </tr> </tbody> </table>	項目	評価条件	評価時期	運転停止時のミッドループ運転中	評価場所	①原子炉容器上蓋上面 ②キャビティオペレーションフロア高さ	原子炉水位	燃料有効部上端	原子炉停止後の時間	1日	遮へい計算モデル	図1の通り	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.5</p> <p style="text-align: center;">ミッドループ運転中の線量率について</p> <p>「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」において「放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること」との基準が定められている。運転停止時の有効性評価における運転状態であるミッドループ運転中の重要事故シーケンスのうち、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」は炉心露出しないものの、燃料有効長の高さ近くまで原子炉水位が低下することから、表1の評価条件にて線量率を評価した。</p> <p>ミッドループ運転中の炉内からの放射線による原子炉容器上部蓋上面及びキャビティオペレーションフロア高さの線量率を表1の評価条件にて評価した。その結果、表2のとおり原子炉容器上部蓋上面、キャビティオペレーションフロア高さにおける線量率はそれぞれ<math>8.4 \times 10^{-3}</math>mSv/h、<math>2.3 \times 10^{-2}</math>mSv/hであり、燃料取替時の第IV区分*（≤0.15mSv/h）を満足している。</p> <p>また、30分以内に原子炉格納容器から退避できることを訓練等で確認しており、事象確認の10分を含む40分の間に作業員が受ける積算線量は、表3に示すとおり事故時の作業員の線量当量限度100mSvより十分小さい。</p> <p>さらに事故が発生した場合には、漏えいの生じている原子炉格納容器内に入城することなく、60分以内に代替格納容器スプレイポンプ等により水位の回復を図り、被ばく低減を図ることが可能である。</p> <p>※：運転停止時のミッドループ運転状態での遮蔽設計区分は、通常運転時の第VI区分（&gt;1mSv/h）ではあるが、放射線の影響が十分低いことを示すため、キャビティ満水状態で実施する燃料取替作業時に適用している燃料取替時の第IV区分（≤0.15mSv/h）を参照</p> <p>表1 原子炉水位が燃料有効部上端まで低下した場合の線量率に係る評価条件</p> <table border="1" data-bbox="1097 1037 1926 1292"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>評価条件</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>運転</td> <td>運転停止時のミッドループ運転中</td> </tr> <tr> <td>評価場所</td> <td>①原子炉容器上部蓋上面 ②キャビティオペレーションフロア高さ</td> </tr> <tr> <td>原子炉水位</td> <td>燃料有効部上端</td> </tr> <tr> <td>原子炉停止後の時間</td> <td>1日</td> </tr> <tr> <td>遮へい計算モデル</td> <td>図1のとおり</td> </tr> </tbody> </table>	項目	評価条件	運転	運転停止時のミッドループ運転中	評価場所	①原子炉容器上部蓋上面 ②キャビティオペレーションフロア高さ	原子炉水位	燃料有効部上端	原子炉停止後の時間	1日	遮へい計算モデル	図1のとおり	<p>記載方針の相違    ・泊では「原子炉冷却材の流出」も評価を実施（伊方と同様）    評価結果の相違</p> <p>記載方針の相違    ・作業員への影響評価について記載（伊方と同様）</p>
項目	評価条件																									
評価時期	運転停止時のミッドループ運転中																									
評価場所	①原子炉容器上蓋上面 ②キャビティオペレーションフロア高さ																									
原子炉水位	燃料有効部上端																									
原子炉停止後の時間	1日																									
遮へい計算モデル	図1の通り																									
項目	評価条件																									
運転	運転停止時のミッドループ運転中																									
評価場所	①原子炉容器上部蓋上面 ②キャビティオペレーションフロア高さ																									
原子炉水位	燃料有効部上端																									
原子炉停止後の時間	1日																									
遮へい計算モデル	図1のとおり																									

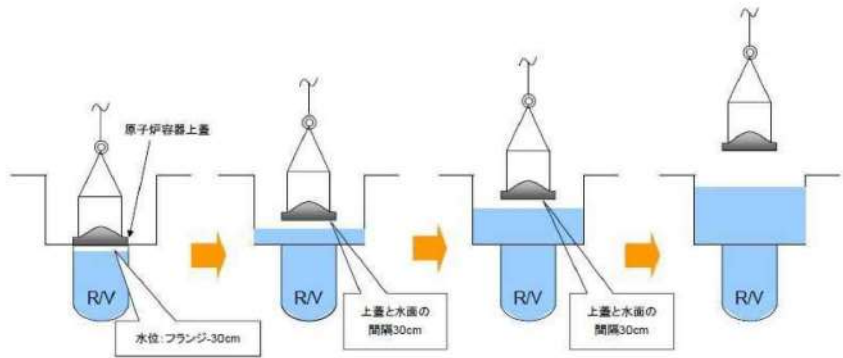
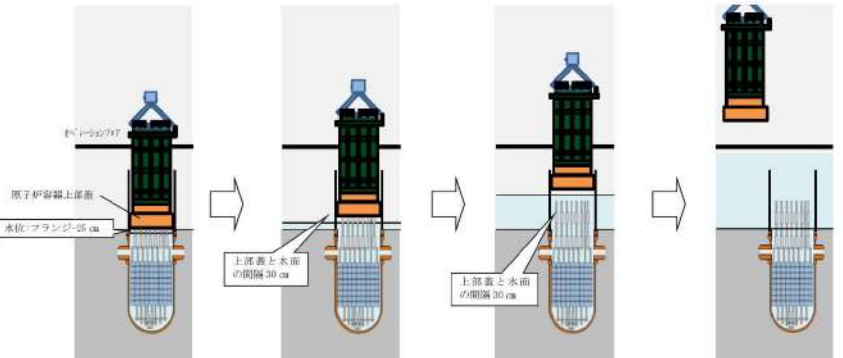
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.5 ミッドループ運転中の線量率について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																		
<p>表2 キャビティ水位が燃料有効長上端まで低下した場合の線量率</p> <table border="1" data-bbox="190 263 974 454"> <thead> <tr> <th rowspan="2">評価場所</th> <th colspan="2">線量率 (mSv/h)</th> </tr> <tr> <th>評価値</th> <th>燃料取替時の第IV区分</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①原子炉容器ふた上面</td> <td>0.047</td> <td rowspan="2">0.15</td> </tr> <tr> <td>②キャビティオペレーションフロア高さ</td> <td>0.015</td> </tr> </tbody> </table>  <p>図-1 遮へい計算モデル</p>	評価場所	線量率 (mSv/h)		評価値	燃料取替時の第IV区分	①原子炉容器ふた上面	0.047	0.15	②キャビティオペレーションフロア高さ	0.015	<p>表2 原子炉水位が燃料有効部上端まで低下した場合の線量率 (mSv/h)</p> <table border="1" data-bbox="1097 223 1915 414"> <thead> <tr> <th rowspan="2">評価点</th> <th colspan="2">線量率</th> </tr> <tr> <th>評価値</th> <th>燃料取替時の第IV区分</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①原子炉容器上部蓋上面</td> <td><math>8.4 \times 10^{-2}</math></td> <td rowspan="2">0.15 (<math>15 \times 10^{-2}</math>)</td> </tr> <tr> <td>②キャビティオペレーションフロア高さ</td> <td><math>2.3 \times 10^{-2}</math></td> </tr> </tbody> </table> <p>表3 作業員被ばく評価 (mSv)</p> <table border="1" data-bbox="1131 462 1892 678"> <thead> <tr> <th>評価項目</th> <th>積算線量</th> <th>事故時の作業員の線量当量限度</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>外部被ばく</td> <td><math>1.14 \times 10^{-1}</math></td> <td rowspan="2">100</td> </tr> <tr> <td>内部被ばく</td> <td><math>1.36 \times 10^{-1}</math></td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">計</td> <td></td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;"><math>1.38 \times 10^{-1}</math></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>  <p>図1 遮へい計算モデル図</p> <p>○実形状に合わせて炉心等価体積を円筒形の体積線源としてモデル化          ○計算コード内では、体積線源の線源領域は微小な点線源の集合体に分割され、各点線源から評価点への線量率の寄与を計算し、それを線源領域で積分し評価点での線量率を算出</p>	評価点	線量率		評価値	燃料取替時の第IV区分	①原子炉容器上部蓋上面	$8.4 \times 10^{-2}$	0.15 ( $15 \times 10^{-2}$ )	②キャビティオペレーションフロア高さ	$2.3 \times 10^{-2}$	評価項目	積算線量	事故時の作業員の線量当量限度	外部被ばく	$1.14 \times 10^{-1}$	100	内部被ばく	$1.36 \times 10^{-1}$	計			$1.38 \times 10^{-1}$			
評価場所		線量率 (mSv/h)																																		
	評価値	燃料取替時の第IV区分																																		
①原子炉容器ふた上面	0.047	0.15																																		
②キャビティオペレーションフロア高さ	0.015																																			
評価点	線量率																																			
	評価値	燃料取替時の第IV区分																																		
①原子炉容器上部蓋上面	$8.4 \times 10^{-2}$	0.15 ( $15 \times 10^{-2}$ )																																		
②キャビティオペレーションフロア高さ	$2.3 \times 10^{-2}$																																			
評価項目	積算線量	事故時の作業員の線量当量限度																																		
外部被ばく	$1.14 \times 10^{-1}$	100																																		
内部被ばく	$1.36 \times 10^{-1}$																																			
計																																				
$1.38 \times 10^{-1}$																																				

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

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.5 ミッドループ運転中の線量率について）

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</p> <p style="text-align: center;">原子炉容器ふた取り外し時の放射線遮へいについて</p> <p>原子炉容器ふたの取り外し作業を別図に示す。同作業は原子炉容器ふた吊り上げ準備として、原子炉容器スタッドボルトを取り外し、水位を原子炉冷却系ノズルセンター+20cm から原子炉容器フランジ-30cm まで約1.65m 上昇させ水遮蔽を十分に確保する。</p> <p>その後は、燃料取替用水ピットからの水により原子炉キャビティに水を注水しつつ、原子炉容器ふたを上部に吊り上げながら取り外すことから、原子炉容器ふたを取り外す際は放射線遮蔽が維持される水位を確保している。</p> <p>仮に原子炉容器ふたを取り外す際に、崩壊熱除去機能喪失等が発生した場合であっても、以下のことから放射線遮蔽が問題となることはない。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○原子炉容器ふた取り外し作業時は、運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価において有効性を確認した時点よりも、崩壊熱がさらに低下している。</li> <li>○炉心上部の広範な区画に水が確保されており、水位の低下が遅い。</li> <li>○以下の手順により、水位の回復を図ることが可能。                     <ul style="list-style-type: none"> <li>・崩壊熱除去機能喪失：蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる注水</li> <li>・全交流動力電源喪失：蓄圧タンク及び恒設代替低圧注水ポンプによる注水</li> <li>・原子炉冷却材の流出：充てんポンプによる注水</li> </ul> </li> </ul>  <p>(1)原子炉容器ふた吊り上げ準備              ・スタッドボルトを外す              ・原子炉容器フランジ-30cmまで水位を上げる</p> <p>(2)原子炉容器ふた吊り上げ              ・原子炉キャビティ水張り開始              ・水位上昇に従って水面との間隔30cmを保持しながら、原子炉容器上蓋吊り上げ</p> <p>(3)原子炉容器ふた吊り上げ              ・水位上昇に従って水面との間隔30cmを保持しながら、原子炉容器上蓋吊り上げ</p> <p>(4)原子炉容器ふた移動              ・原子炉容器上蓋を仮置き台へ移動</p> <p style="text-align: center;">別図 原子炉容器上蓋取り外し作業について</p>	<p style="text-align: right;">添付</p> <p style="text-align: center;">原子炉容器上部蓋取り外し時の放射線の遮へいについて</p> <p>原子炉容器上部蓋の取り外し作業を別図に示す。同作業は原子炉容器上部蓋吊り上げ準備として、原子炉容器スタッドボルトを取り外し、水位を原子炉容器出入口配管中心高さ+10cm から原子炉容器フランジ-25cm まで約1.8m 上昇させ水遮蔽を十分に確保する。</p> <p>その後は、燃料取替用水ピットからの水により原子炉キャビティに水を注水しつつ、原子炉容器上部蓋を上部に吊り上げながら取り外すことから、原子炉容器上部蓋を取り外す際は放射線の遮蔽が維持される水位を確保している。</p> <p>仮に原子炉容器上部蓋を取り外す際に、崩壊熱除去機能喪失等が発生した場合であっても、以下のことから放射線遮蔽が問題となることはない。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○原子炉容器上部蓋の取り外し作業時は、運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価において有効性を確認した時点よりも、崩壊熱がさらに低下している。</li> <li>○炉心上部の広範な区画に水が確保されており、水位の低下が遅い。</li> <li>○以下の手順により、水位の回復を図ることが可能。                     <ul style="list-style-type: none"> <li>・崩壊熱除去機能喪失：代替格納容器スプレイポンプによる注水</li> <li>・全交流動力電源喪失：代替格納容器スプレイポンプによる注水</li> <li>・原子炉冷却材の流出：充てんポンプによる注水</li> </ul> </li> </ul>  <p>(1)原子炉容器上部蓋吊り上げ準備              ・スタッドボルトを取り外す              ・原子炉容器フランジ-25cmまで水位を上げる</p> <p>(2)原子炉容器上部蓋吊り上げ              ・原子炉キャビティ水張り開始              ・水位上昇に従って水面との間隔30cmを保持しながら、原子炉容器上部蓋吊り上げ</p> <p>(3)原子炉容器上部蓋吊り上げ              ・水位上昇に従って水面との間隔30cmを保持しながら、原子炉容器上部蓋吊り上げ</p> <p>(4)原子炉容器上部蓋移動              ・原子炉容器上部蓋を仮置き台へ移動</p> <p style="text-align: center;">別図 原子炉容器上部蓋の取り外し作業について</p>	<p>運用の相違</p> <p>対応手順の相違</p>

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

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 5.1.7</p> <p>運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」における未臨界性について</p> <p>ミッドループ運転中における炉心は、燃料取替作業時の未臨界性を確保するのに十分な高濃度のほう酸水で満たされている。この初期状態から原子炉冷却材の流出が発生すると、1次冷却材が減少するとともに余熱除去機能が喪失するため、炉心崩壊熱により1次冷却材の温度は上昇して沸騰に至る。事象の進展に伴う1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材の密度が低下すると、反応度変化としては2つの効果が生じることとなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・冷却材密度の低下による中性子減速効果の<b>低下</b>による負の反応度効果</li> <li>・<b>冷却材中</b>のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の<b>低下</b>による正の反応度効果</li> </ul> <p>燃料取替時のほう素濃度（燃料取替用水ピットほう素濃度と同じ濃度）のように、ほう素濃度が高い条件下ではほう素密度の低下による正の反応度効果が大きくなることで、炉心の反応度は正側に移行する場合がある。さらに冷却材密度が低下すると、炉心内のほう素の存在量自体の低下と中性子エネルギースペクトルの高エネルギー側へのシフトによるほう素価値の低下により、冷却材密度低下の影響は、中性子減速効果の低下に伴う負の反応度効果が支配的となる。このように、一時的に反応度は正側に移行する場合もあるが、ほう素濃度が高い条件下では深い未臨界状態を確保していることから、炉心の未臨界性が問題となることはないと考えられる。</p> <p>大飯3 / 4号炉のウラン平衡炉心において、事象進展により冷却材密度が低下した場合の炉心反応度評価条件および評価結果を表1に示す。大飯3 / 4号炉では、事象発生前の初期状態の炉心は、濃度2,800ppm以上のほう酸水で満たされていることから、取替炉心の燃料装荷パターンの違いによるばらつき及び計算の不確定性を考慮しても炉心反応度は約<b>-6.8% Δk/k</b>となる。この状態から、図1及び図3に示しているように、事象の進展に伴い平均炉心冷却材密度が0.5g/cm<sup>3</sup>まで低下したとしても、表1に示す通り、事象進展後、炉心反応度が最も大きくなるのは、冷却材密度が約0.75g/cm<sup>3</sup>のときに、約<b>-6.2% Δk/k</b>（実効増倍率は約0.94）であり、計算の不確定性を考慮しても十分な未臨界度が確保されている。冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化は図5に示す通りである。なお、事象進展中の炉心上端ボイド率の変化を図2及び図4に示す。</p> <p>このように、燃料取替用水ピットのような濃度の高いほう酸水の雰囲気を確認することにより、炉心の未臨界性が問題となることはない。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.6</p> <p>運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」における未臨界性について</p> <p>ミッドループ運転中における炉心は、燃料取替作業時の未臨界性を確保するのに十分な高濃度のほう酸水で満たされている。この初期状態から原子炉冷却材の流出が発生すると、1次冷却材が減少するとともに余熱除去機能が喪失するため、炉心崩壊熱により1次冷却材の温度は上昇して沸騰に至る。事象の進展に伴う1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材の密度が低下すると、反応度変化としては2つの効果が生じることとなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・冷却材密度の低下による中性子減速効果の<b>減少</b>による負の反応度効果</li> <li>・<b>1次冷却材中</b>のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の<b>減少</b>による正の反応度効果</li> </ul> <p>燃料取替時のほう素濃度（燃料取替用水ピットほう素濃度と同じ濃度）のように、ほう素濃度が高い条件下では、ほう素密度の低下による正の反応度効果が大きくなることで、炉心の反応度は正側に移行する場合がある。さらに冷却材密度が低下すると、炉心内のほう素の存在量自体の低下と中性子エネルギースペクトルの高エネルギー側へのシフトによるほう素価値の低下により、冷却材密度低下の影響は、中性子減速効果の低下に伴う負の反応度効果が支配的となる。このように、一時的に反応度は正側に移行する場合もあるが、ほう素濃度が高い条件下では深い未臨界状態を確保していることから、炉心の未臨界性が問題となることはないと考えられる。</p> <p>泊3号炉のウラン平衡炉心において、事象進展により冷却材密度が低下した場合の炉心反応度評価条件及び評価結果を表1に示す。泊3号炉では、事象発生前の初期状態の炉心は、濃度3,200ppm以上のほう酸水で満たされていることから、取替炉心の燃料装荷パターンの違いによるばらつき及び計算の不確定性を考慮しても炉心反応度は約<b>-8.2% Δk/k</b>となる。この状態から、図1及び図3に示しているように、事象の進展に伴い平均炉心冷却材密度が0.5g/cm<sup>3</sup>まで低下したとしても、表1に示す通り、事象進展後、炉心反応度が最も大きくなるのは、冷却材密度が約0.75g/cm<sup>3</sup>のときに、約<b>-7.1% Δk/k</b>（実効増倍率は約0.93）であり、計算の不確定性を考慮しても十分な未臨界度が確保されている。冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化は図5に示す通りである。なお、事象進展中の炉心上端ボイド率の変化を図2及び図4に示す。</p> <p>このように、燃料取替用水ピットのような濃度の高いほう酸水の雰囲気を確認することにより、炉心の未臨界性が問題となることはない。</p>	<p>設計の相違</p> <p>評価結果の相違</p>

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3 / 4号炉			泊発電所3号炉			相違理由																																																																																				
<p>表1 炉心反応度評価条件及び評価結果</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>条件</th> <th>設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">核定数計算</td> <td>計算コード</td> <td>GALAXY</td> <td>冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な、集合体計算コード（2次元非均質輸送計算コード）GALAXYを使用。</td> </tr> <tr> <td>燃料集合体諸元</td> <td>燃料幾何形状 燃料組成情報</td> <td>大飯3 / 4号炉のウラン燃料装荷炉心で使用する17×17型4.8wt%通常ウラン燃料及びGd入り燃料を設定。</td> </tr> <tr> <td>運転条件</td> <td>炉心熱出力 冷却材温度</td> <td>基準計算では大飯3 / 4号炉の炉心熱出力及び冷却材温度を設定。 核定数テーブル作成用の計算では燃料温度、冷却材密度、ほう素濃度に対して、反応度変化量の算出条件を包絡している。</td> </tr> <tr> <td rowspan="7">評価条件</td> <td rowspan="3">炉心計算</td> <td>計算コード</td> <td>COSMO-S</td> <td>冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な炉心計算コード（3次元少数群拡散コード）COSMO-Sを使用。</td> </tr> <tr> <td>解析モデル体系</td> <td>3次元炉心モデル</td> <td>実機炉心を取り扱うため3次元炉心モデルを設定</td> </tr> <tr> <td>対象炉心</td> <td>ウラン燃料平衡炉心</td> <td>大飯3 / 4号炉ウラン燃料装荷平衡炉心を設定</td> </tr> <tr> <td>ほう素濃度</td> <td>2,800ppm</td> <td>ボイド発生により冷却材の液相部にほう酸が残るため、ほう素濃度は高くなるが、ここでは保守的な評価を行うためほう素濃度を一定（2,800ppm）として設定。</td> </tr> <tr> <td>冷却材温度</td> <td>20℃（事象初期） 100℃（事象進展中）</td> <td>事象初期は低温停止状態、事象進展中は沸騰条件として設定。</td> </tr> <tr> <td>冷却材密度</td> <td>1.0～0.5 g/cm<sup>3</sup></td> <td>図1（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）及び図3（原子炉冷却材の流出）の平均炉心冷却材密度変化を包絡するよう設定（炉心上端ボイド率については図2及び図4を参照）。</td> </tr> <tr> <td>初期炉心反応度</td> <td>約-6.8% Δk/k</td> <td>原子炉停止中のほう素濃度管理値2800ppmをもとに、取替炉心における燃料装荷パターンのばらつき及び計算の不確定性を考慮し保守的に浅い未臨界状態となるように算出。（補足・1参照）</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">評価結果</td> <td>反応度変化量最大値（図5参照）</td> <td>約0.6% Δk/k</td> <td rowspan="2">平均冷却材密度が約0.75g/cm<sup>3</sup>において、反応度変化量が最大となる。 （計算の不確定性は±1% Δk/k）（補足・2参照）</td> </tr> <tr> <td>事象進展後炉心反応度</td> <td>約-6.2% Δk/k<sup>*1</sup></td> </tr> </tbody> </table>			項目	条件	設定の考え方	核定数計算	計算コード	GALAXY	冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な、集合体計算コード（2次元非均質輸送計算コード）GALAXYを使用。	燃料集合体諸元	燃料幾何形状 燃料組成情報	大飯3 / 4号炉のウラン燃料装荷炉心で使用する17×17型4.8wt%通常ウラン燃料及びGd入り燃料を設定。	運転条件	炉心熱出力 冷却材温度	基準計算では大飯3 / 4号炉の炉心熱出力及び冷却材温度を設定。 核定数テーブル作成用の計算では燃料温度、冷却材密度、ほう素濃度に対して、反応度変化量の算出条件を包絡している。	評価条件	炉心計算	計算コード	COSMO-S	冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な炉心計算コード（3次元少数群拡散コード）COSMO-Sを使用。	解析モデル体系	3次元炉心モデル	実機炉心を取り扱うため3次元炉心モデルを設定	対象炉心	ウラン燃料平衡炉心	大飯3 / 4号炉ウラン燃料装荷平衡炉心を設定	ほう素濃度	2,800ppm	ボイド発生により冷却材の液相部にほう酸が残るため、ほう素濃度は高くなるが、ここでは保守的な評価を行うためほう素濃度を一定（2,800ppm）として設定。	冷却材温度	20℃（事象初期） 100℃（事象進展中）	事象初期は低温停止状態、事象進展中は沸騰条件として設定。	冷却材密度	1.0～0.5 g/cm <sup>3</sup>	図1（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）及び図3（原子炉冷却材の流出）の平均炉心冷却材密度変化を包絡するよう設定（炉心上端ボイド率については図2及び図4を参照）。	初期炉心反応度	約-6.8% Δk/k	原子炉停止中のほう素濃度管理値2800ppmをもとに、取替炉心における燃料装荷パターンのばらつき及び計算の不確定性を考慮し保守的に浅い未臨界状態となるように算出。（補足・1参照）	評価結果	反応度変化量最大値（図5参照）	約0.6% Δk/k	平均冷却材密度が約0.75g/cm <sup>3</sup> において、反応度変化量が最大となる。 （計算の不確定性は±1% Δk/k）（補足・2参照）	事象進展後炉心反応度	約-6.2% Δk/k <sup>*1</sup>	<p>表1 炉心反応度評価条件及び評価結果</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>条件</th> <th>設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">核定数計算</td> <td>計算コード</td> <td>GALAXY</td> <td>冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な、集合体計算コード（2次元非均質輸送計算コード）GALAXYを使用。</td> </tr> <tr> <td>燃料集合体諸元</td> <td>燃料幾何形状 燃料組成情報</td> <td>泊3号炉のウラン燃料装荷炉心で使用する17×17型4.8wt%通常ウラン燃料及びGd入り燃料を設定。</td> </tr> <tr> <td>運転条件</td> <td>炉心熱出力 冷却材温度</td> <td>基準計算では泊3号炉の炉心熱出力及び冷却材温度を設定。 核定数テーブル作成用の計算では燃料温度、冷却材密度、ほう素濃度に対して、反応度変化量の算出条件を包絡している。</td> </tr> <tr> <td rowspan="7">評価条件</td> <td rowspan="3">炉心計算</td> <td>計算コード</td> <td>COSMO-S</td> <td>冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な炉心計算コード（3次元少数群拡散コード）COSMO-Sを使用。</td> </tr> <tr> <td>解析モデル体系</td> <td>3次元炉心モデル</td> <td>実機炉心を取り扱うため3次元炉心モデルを設定</td> </tr> <tr> <td>対象炉心</td> <td>ウラン燃料平衡炉心</td> <td>泊3号炉ウラン燃料装荷平衡炉心を設定</td> </tr> <tr> <td>ほう素濃度</td> <td>3,200ppm</td> <td>ボイド発生により冷却材の液相部にほう酸が残るため、ほう素濃度は高くなるが、ここでは保守的な評価を行うためほう素濃度を一定（3,200ppm）として設定。</td> </tr> <tr> <td>冷却材温度</td> <td>20℃（事象初期） 100℃（事象進展中）</td> <td>事象初期は低温停止状態、事象進展中は沸騰条件として設定。</td> </tr> <tr> <td>冷却材密度</td> <td>1.0～0.5 g/cm<sup>3</sup></td> <td>図1（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）及び図3（原子炉冷却材の流出）の平均炉心冷却材密度変化を包絡するよう設定（炉心上端ボイド率については図2及び図4を参照）。</td> </tr> <tr> <td>初期炉心反応度</td> <td>約-8.2% Δk/k</td> <td>原子炉停止中のほう素濃度管理値3200ppmをもとに、取替炉心における燃料装荷パターンのばらつき及び計算の不確定性を考慮し保守的に浅い未臨界状態となるように算出。（表2参照）</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">評価結果</td> <td>反応度変化量最大値（図5参照）</td> <td>約1.1% Δk/k</td> <td rowspan="2">平均冷却材密度が約0.75g/cm<sup>3</sup>において、反応度変化量が最大となる。 （計算の不確定性は±1% Δk/k）（図8及び図9参照）</td> </tr> <tr> <td>事象進展後炉心反応度</td> <td>約-7.1% Δk/k<sup>*1</sup></td> </tr> </tbody> </table>			項目	条件	設定の考え方	核定数計算	計算コード	GALAXY	冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な、集合体計算コード（2次元非均質輸送計算コード）GALAXYを使用。	燃料集合体諸元	燃料幾何形状 燃料組成情報	泊3号炉のウラン燃料装荷炉心で使用する17×17型4.8wt%通常ウラン燃料及びGd入り燃料を設定。	運転条件	炉心熱出力 冷却材温度	基準計算では泊3号炉の炉心熱出力及び冷却材温度を設定。 核定数テーブル作成用の計算では燃料温度、冷却材密度、ほう素濃度に対して、反応度変化量の算出条件を包絡している。	評価条件	炉心計算	計算コード	COSMO-S	冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な炉心計算コード（3次元少数群拡散コード）COSMO-Sを使用。	解析モデル体系	3次元炉心モデル	実機炉心を取り扱うため3次元炉心モデルを設定	対象炉心	ウラン燃料平衡炉心	泊3号炉ウラン燃料装荷平衡炉心を設定	ほう素濃度	3,200ppm	ボイド発生により冷却材の液相部にほう酸が残るため、ほう素濃度は高くなるが、ここでは保守的な評価を行うためほう素濃度を一定（3,200ppm）として設定。	冷却材温度	20℃（事象初期） 100℃（事象進展中）	事象初期は低温停止状態、事象進展中は沸騰条件として設定。	冷却材密度	1.0～0.5 g/cm <sup>3</sup>	図1（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）及び図3（原子炉冷却材の流出）の平均炉心冷却材密度変化を包絡するよう設定（炉心上端ボイド率については図2及び図4を参照）。	初期炉心反応度	約-8.2% Δk/k	原子炉停止中のほう素濃度管理値3200ppmをもとに、取替炉心における燃料装荷パターンのばらつき及び計算の不確定性を考慮し保守的に浅い未臨界状態となるように算出。（表2参照）	評価結果	反応度変化量最大値（図5参照）	約1.1% Δk/k	平均冷却材密度が約0.75g/cm <sup>3</sup> において、反応度変化量が最大となる。 （計算の不確定性は±1% Δk/k）（図8及び図9参照）	事象進展後炉心反応度	約-7.1% Δk/k <sup>*1</sup>	
項目	条件	設定の考え方																																																																																								
核定数計算	計算コード	GALAXY	冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な、集合体計算コード（2次元非均質輸送計算コード）GALAXYを使用。																																																																																							
	燃料集合体諸元	燃料幾何形状 燃料組成情報	大飯3 / 4号炉のウラン燃料装荷炉心で使用する17×17型4.8wt%通常ウラン燃料及びGd入り燃料を設定。																																																																																							
	運転条件	炉心熱出力 冷却材温度	基準計算では大飯3 / 4号炉の炉心熱出力及び冷却材温度を設定。 核定数テーブル作成用の計算では燃料温度、冷却材密度、ほう素濃度に対して、反応度変化量の算出条件を包絡している。																																																																																							
評価条件	炉心計算	計算コード	COSMO-S	冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な炉心計算コード（3次元少数群拡散コード）COSMO-Sを使用。																																																																																						
		解析モデル体系	3次元炉心モデル	実機炉心を取り扱うため3次元炉心モデルを設定																																																																																						
		対象炉心	ウラン燃料平衡炉心	大飯3 / 4号炉ウラン燃料装荷平衡炉心を設定																																																																																						
	ほう素濃度	2,800ppm	ボイド発生により冷却材の液相部にほう酸が残るため、ほう素濃度は高くなるが、ここでは保守的な評価を行うためほう素濃度を一定（2,800ppm）として設定。																																																																																							
	冷却材温度	20℃（事象初期） 100℃（事象進展中）	事象初期は低温停止状態、事象進展中は沸騰条件として設定。																																																																																							
	冷却材密度	1.0～0.5 g/cm <sup>3</sup>	図1（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）及び図3（原子炉冷却材の流出）の平均炉心冷却材密度変化を包絡するよう設定（炉心上端ボイド率については図2及び図4を参照）。																																																																																							
	初期炉心反応度	約-6.8% Δk/k	原子炉停止中のほう素濃度管理値2800ppmをもとに、取替炉心における燃料装荷パターンのばらつき及び計算の不確定性を考慮し保守的に浅い未臨界状態となるように算出。（補足・1参照）																																																																																							
評価結果	反応度変化量最大値（図5参照）	約0.6% Δk/k	平均冷却材密度が約0.75g/cm <sup>3</sup> において、反応度変化量が最大となる。 （計算の不確定性は±1% Δk/k）（補足・2参照）																																																																																							
	事象進展後炉心反応度	約-6.2% Δk/k <sup>*1</sup>																																																																																								
項目	条件	設定の考え方																																																																																								
核定数計算	計算コード	GALAXY	冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な、集合体計算コード（2次元非均質輸送計算コード）GALAXYを使用。																																																																																							
	燃料集合体諸元	燃料幾何形状 燃料組成情報	泊3号炉のウラン燃料装荷炉心で使用する17×17型4.8wt%通常ウラン燃料及びGd入り燃料を設定。																																																																																							
	運転条件	炉心熱出力 冷却材温度	基準計算では泊3号炉の炉心熱出力及び冷却材温度を設定。 核定数テーブル作成用の計算では燃料温度、冷却材密度、ほう素濃度に対して、反応度変化量の算出条件を包絡している。																																																																																							
評価条件	炉心計算	計算コード	COSMO-S	冷却材密度が大きく低下する場合においても適用可能な炉心計算コード（3次元少数群拡散コード）COSMO-Sを使用。																																																																																						
		解析モデル体系	3次元炉心モデル	実機炉心を取り扱うため3次元炉心モデルを設定																																																																																						
		対象炉心	ウラン燃料平衡炉心	泊3号炉ウラン燃料装荷平衡炉心を設定																																																																																						
	ほう素濃度	3,200ppm	ボイド発生により冷却材の液相部にほう酸が残るため、ほう素濃度は高くなるが、ここでは保守的な評価を行うためほう素濃度を一定（3,200ppm）として設定。																																																																																							
	冷却材温度	20℃（事象初期） 100℃（事象進展中）	事象初期は低温停止状態、事象進展中は沸騰条件として設定。																																																																																							
	冷却材密度	1.0～0.5 g/cm <sup>3</sup>	図1（崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）及び図3（原子炉冷却材の流出）の平均炉心冷却材密度変化を包絡するよう設定（炉心上端ボイド率については図2及び図4を参照）。																																																																																							
	初期炉心反応度	約-8.2% Δk/k	原子炉停止中のほう素濃度管理値3200ppmをもとに、取替炉心における燃料装荷パターンのばらつき及び計算の不確定性を考慮し保守的に浅い未臨界状態となるように算出。（表2参照）																																																																																							
評価結果	反応度変化量最大値（図5参照）	約1.1% Δk/k	平均冷却材密度が約0.75g/cm <sup>3</sup> において、反応度変化量が最大となる。 （計算の不確定性は±1% Δk/k）（図8及び図9参照）																																																																																							
	事象進展後炉心反応度	約-7.1% Δk/k <sup>*1</sup>																																																																																								
<p>※1：事象進展中に最大の炉心反応度となる時点における実効増倍率は約0.94である。  <math>keff = 1 / (1 - \rho) = 1 / (1 - (-0.062)) \approx 0.942</math></p>			<p>※1：事象進展中に最大の炉心反応度となる時点における実効増倍率は約0.93である。  <math>keff = 1 / (1 - \rho) = 1 / (1 - (-0.071)) \approx 0.934</math></p>																																																																																							



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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																				
<p>補足-1 初期状態における炉心反応度について</p> <p>事象初期の状態（平均炉心冷却材密度が 1.0g/cm<sup>3</sup>）における炉心反応度は、大飯3/4号炉の原子炉停止中のほう素濃度管理値 2,800ppm をもとに、取替炉心における燃料装荷パターンのはらつき及び計算の不確定性を考慮し保守的に浅い未臨界状態となるように算出した。</p> <p>具体的には、設置許可申請書に記載されている平衡炉心の燃料取替時に必要最小限要求される未臨界面度（keff（実効増倍率）=0.95）を満たすほう素濃度に、取替炉心ごとの燃料装荷パターンの違いによるはらつきと計算の不確定性を足し合わせたほう素濃度 2,600ppm と、大飯3/4号炉の燃料取替停止時ほう素濃度管理値 2,800ppm とのほう素濃度差に、ほう素値を掛けて算出している（表1）。</p> <div style="text-align: center;">表1 初期状態における炉心反応度の算出の内訳</div> <table border="1" data-bbox="174 699 1016 965"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①燃料取替停止時に要求されるほう素濃度（keff=0.95）</td> <td>2,600ppm</td> </tr> <tr> <td>②燃料取替停止時ほう素濃度管理値</td> <td>2,800ppm</td> </tr> <tr> <td>③ほう素値</td> <td>-7.7×10<sup>-3</sup>%Δk/k/ppm</td> </tr> <tr> <td>④初期状態の炉心反応度</td> <td>約-6.8%Δk/k</td> </tr> </tbody> </table> <p>【初期状態の炉心反応度の導出】  <math display="block">((0.95-1)/0.95)[\Delta k/k] \times 100[\%] + (2,800-2,600) [\text{ppm}] \times (-7.7 \times 10^{-3}) [(\% \Delta k/k) / \text{ppm}]</math> <math display="block">= -5.26[\% \Delta k/k] + (-1.54[\% \Delta k/k])</math> <math display="block">\approx -6.8[\% \Delta k/k]</math></p>	項目	設定の考え方	①燃料取替停止時に要求されるほう素濃度（keff=0.95）	2,600ppm	②燃料取替停止時ほう素濃度管理値	2,800ppm	③ほう素値	-7.7×10 <sup>-3</sup> %Δk/k/ppm	④初期状態の炉心反応度	約-6.8%Δk/k	<p>○初期状態における炉心反応度について</p> <p>事象初期の状態（平均炉心冷却材密度が 1.0g/cm<sup>3</sup>）における炉心反応度は、原子炉停止中のほう素濃度管理値 3,200ppm をもとに、取替炉心における燃料装荷パターンのはらつき及び計算の不確定性を考慮し、保守的に浅い未臨界状態となるように算出した。</p> <p>具体的には、設置許可申請書に記載されている平衡炉心の燃料取替時に必要最小限要求される未臨界面度（keff（実効増倍率）=0.95）を満たすほう素濃度に、取替炉心ごとの燃料装荷パターンの違いによるはらつき分と計算の不確定性を足し合わせたほう素濃度 2,700ppm（ウラン炉心：2,400ppm）と、燃料取替停止時ほう素濃度管理値 3,200ppm とのほう素濃度差に、ほう素値を掛けて算出している。（表2）</p> <p>表2に示すとおり、評価にあたっては、事象進展中の未臨界面度がより厳しくなるように、ウラン炉心の初期未臨界面度に比べ浅くなる MOX 炉心の初期未臨界面度を用いることとした。</p> <div style="text-align: center;">表2 初期状態における炉心反応度の算出の内訳</div> <table border="1" data-bbox="1099 667 1917 1077"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①燃料取替停止時に要求されるほう素濃度（keff=0.95）</td> <td>2,700ppm (2,400ppm)</td> </tr> <tr> <td>②燃料取替時ほう素濃度管理値</td> <td>3,200ppm (3,200ppm)</td> </tr> <tr> <td>③ほう素値</td> <td>-5.9×10<sup>-3</sup>%Δk/k/ppm {-7.1×10<sup>-3</sup>%Δk/k/ppm}</td> </tr> <tr> <td>④初期状態の炉心反応度</td> <td>約-8.2%Δk/k (約-10.9%Δk/k)</td> </tr> </tbody> </table> <p>※上段はMOX炉心の値、括弧内はウラン炉心の値</p> <p>【MOX炉心の初期状態の炉心反応度の導出】  <math display="block">\text{約}-8.2\% \Delta k/k = (10^3 \times (0.95-1.00) / 0.95) + ((3200-2700) \times (-5.9 \times 10^{-3}))</math> <math display="block">= (-5.26\% \Delta k/k) + (-2.95\% \Delta k/k)</math></p> <p>【ウラン炉心の初期状態の炉心反応度の導出】  <math display="block">\text{約}-10.9\% \Delta k/k = (10^3 \times (0.95-1.00) / 0.95) + ((3200-2400) \times (-7.1 \times 10^{-3}))</math> <math display="block">= (-5.26\% \Delta k/k) + (-5.68\% \Delta k/k)</math></p>	項目	設定の考え方	①燃料取替停止時に要求されるほう素濃度（keff=0.95）	2,700ppm (2,400ppm)	②燃料取替時ほう素濃度管理値	3,200ppm (3,200ppm)	③ほう素値	-5.9×10 <sup>-3</sup> %Δk/k/ppm {-7.1×10 <sup>-3</sup> %Δk/k/ppm}	④初期状態の炉心反応度	約-8.2%Δk/k (約-10.9%Δk/k)	<p>設計の相違          ・泊はMOX燃料を採用しているためほう素濃度管理値が高い          設計の相違          ・泊ではMOX炉心とウラン炉心を評価した上で、保守的にMOX炉心の初期未臨界面度を使用（高浜3/4号炉と同様）</p>
項目	設定の考え方																					
①燃料取替停止時に要求されるほう素濃度（keff=0.95）	2,600ppm																					
②燃料取替停止時ほう素濃度管理値	2,800ppm																					
③ほう素値	-7.7×10 <sup>-3</sup> %Δk/k/ppm																					
④初期状態の炉心反応度	約-6.8%Δk/k																					
項目	設定の考え方																					
①燃料取替停止時に要求されるほう素濃度（keff=0.95）	2,700ppm (2,400ppm)																					
②燃料取替時ほう素濃度管理値	3,200ppm (3,200ppm)																					
③ほう素値	-5.9×10 <sup>-3</sup> %Δk/k/ppm {-7.1×10 <sup>-3</sup> %Δk/k/ppm}																					
④初期状態の炉心反応度	約-8.2%Δk/k (約-10.9%Δk/k)																					

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）  
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）  
 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

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【以下、泊同様、55Gwd/t 燃料及びMOX 燃料を装荷している伊方3号炉記載】</p> <p>（参考2）事象進展に伴う反応度変化について</p> <p>事象の進展に伴う1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材の密度が低下すると、炉心の反応度変化としては2つの効果が生じることになり、これら2つの効果が相まって、炉心全体の反応度変化が現れる。</p> <p>①冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度効果</p> <p>②1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度効果</p> <p>本事象進展に伴う反応度変化量の評価においては、②のほう素密度低下による正の反応度効果が大きくなるように、MOX装荷炉心に比べてほう素価値の大きい伊方3号炉のウラン（燃料集合体最高燃焼度55,000MWd/tの高燃焼度ウラン燃料）平衡炉心を評価対象とした。また、ほう素濃度は、事象進展中のボイド発生により1次冷却材の液相部のほう酸が濃縮される効果を保守的に無視することとし、燃料取替停止時ほう素濃度管理値（4,400ppm）で一定とした。このような炉心モデルに基づき、冷却材密度が1.0~0.5g/cm<sup>3</sup>まで低下した場合の反応度変化量を評価したものである。</p> <p>事象進展中の反応度変化量は、評価対象となる取替炉心のほう素価値により変化する。ほう素価値は、装荷燃料仕様、ほう素濃度等に依存するが、取替炉心では、評価に用いたウラン平衡炉心と同じ高燃焼度ウラン燃料又はMOX燃料を装荷すること、実際の燃料取替停止時ほう素濃度を管理値（4,400ppm）以上で管理していること等から、ウラン燃料平衡炉心と同程度又は小さくなる傾向となる。このため、取替炉心毎のほう素価値は、ウラン平衡炉心の値に比べて同程度又は小さくなる傾向となり、事象進展に伴うほう素密度の低下による正の反応度変化量もウラン平衡炉心と同程度又は小さくなる。従って、取替炉心を考慮した場合でも、初期状態における炉心反応度に考慮した保守性と相まって未臨界を確保できる。</p> <p>また、計算の不確定性（±1%Δk/k：参考3参照）を考慮しても、初期状態において炉心は大きな負の反応度（約-14%Δk/k）を有しているため、十分な未臨界度が確保されている。</p> <p>【ここまで伊方3号炉記載】</p>	<p>○事象進展に伴う反応度変化について</p> <p>事象の進展に伴う1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材の密度が低下すると、炉心の反応度変化としては2つの効果が生じることになり、これら2つの効果が相まって、炉心全体の反応度変化が現れる。</p> <p>①冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度効果</p> <p>②1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度効果</p> <p>本事象進展に伴う反応度変化量の評価においては、②のほう素密度低下による正の反応度効果が大きくなるように、MOX装荷炉心に比べてほう素価値の大きい泊3号炉のウラン（燃料集合体最高燃焼度55,000MWd/tの高燃焼度ウラン燃料）平衡炉心を評価対象とした。また、ほう素濃度は、事象進展中のボイド発生により1次冷却材の液相部のほう酸が濃縮される効果を保守的に無視することとし、燃料取替停止時ほう素濃度管理値（3,200ppm）で一定とした。このような炉心モデルに基づき、冷却材密度が1.0~0.5g/cm<sup>3</sup>まで低下した場合の反応度変化量を評価したものである。</p> <p>事象進展中の反応度変化量は、評価対象となる取替炉心のほう素価値により変化する。ほう素価値は、装荷燃料仕様、ほう素濃度等に依存するが、取替炉心では、評価に用いたウラン平衡炉心と同じ高燃焼度ウラン燃料又はMOX燃料を装荷すること、実際の燃料取替停止時ほう素濃度を管理値（3,200ppm）以上で管理していること等から、ウラン燃料平衡炉心と同程度又は小さくなる傾向となる。このため、取替炉心毎のほう素価値は、ウラン平衡炉心の値に比べて同程度又は小さくなる傾向となり、事象進展に伴うほう素密度の低下による正の反応度変化量もウラン平衡炉心と同程度又は小さくなる。従って、取替炉心を考慮した場合でも、初期状態における炉心反応度に考慮した保守性と相まって未臨界を確保できる。</p> <p>また、計算の不確定性（±1%Δk/k）を考慮しても、初期状態において炉心は大きな負の反応度（約-8.2%Δk/k）を有しているため、十分な未臨界度が確保されている。</p>	<p>※同様の資料が泊にあったが、伊方ベースに修正</p> <p>設計の相違        ・伊方も泊同様MOX燃料を採用しているがBITを採用していないため泊よりほう素濃度管理値が高い</p> <p>記載表現の相違        ・泊では資料最後に計算の不確定性について記載</p>

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

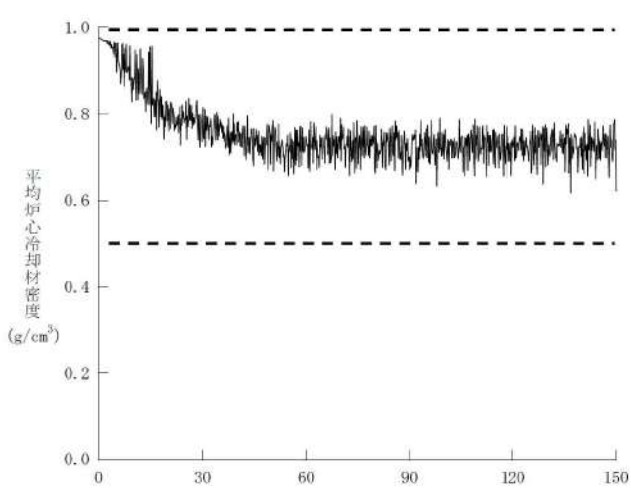
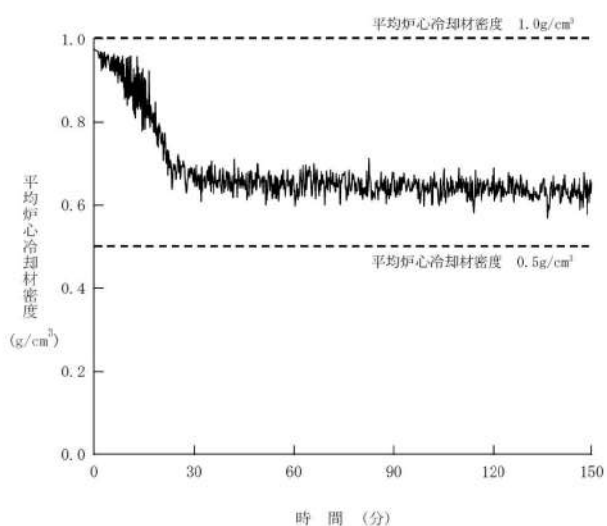
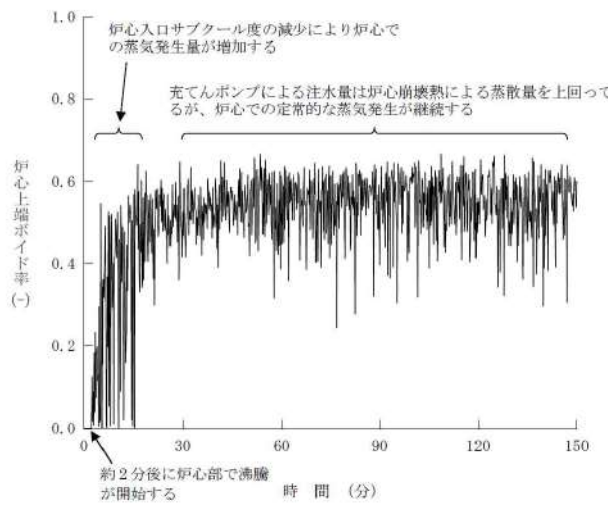
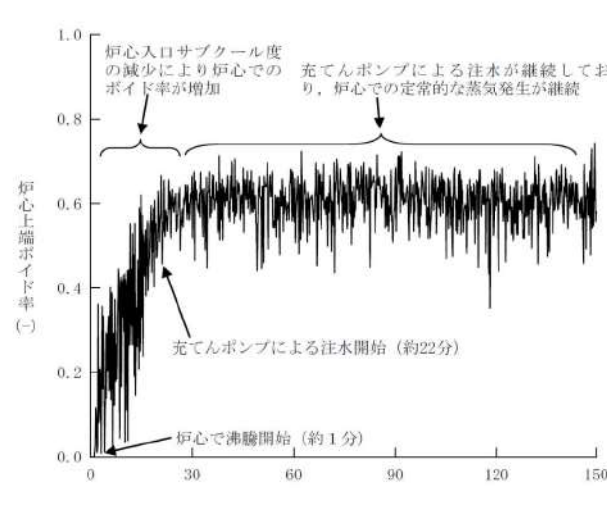
7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図1 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失事象時の</p>	<p>図1 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の</p>	
<p>図2 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の炉心上端ボイド率の推移</p>	<p>図2 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の炉心上端ボイド率の推移</p>	

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

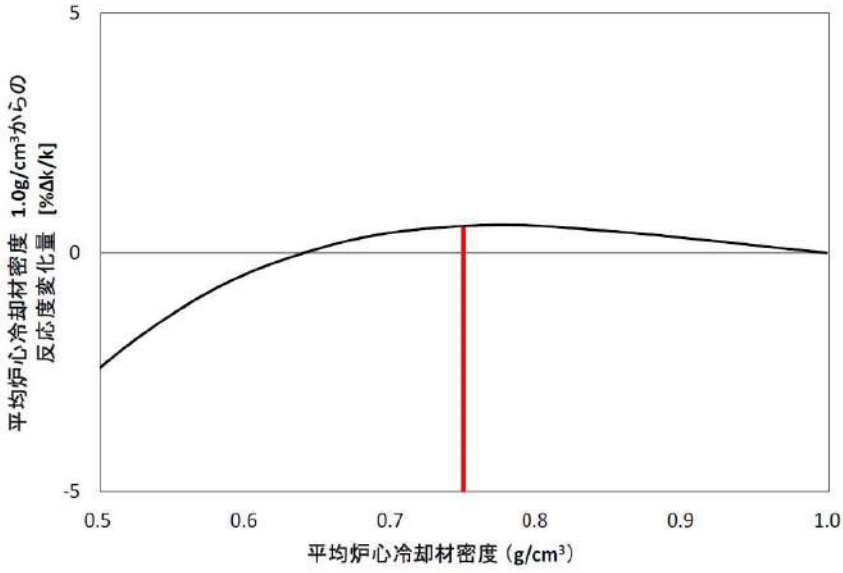
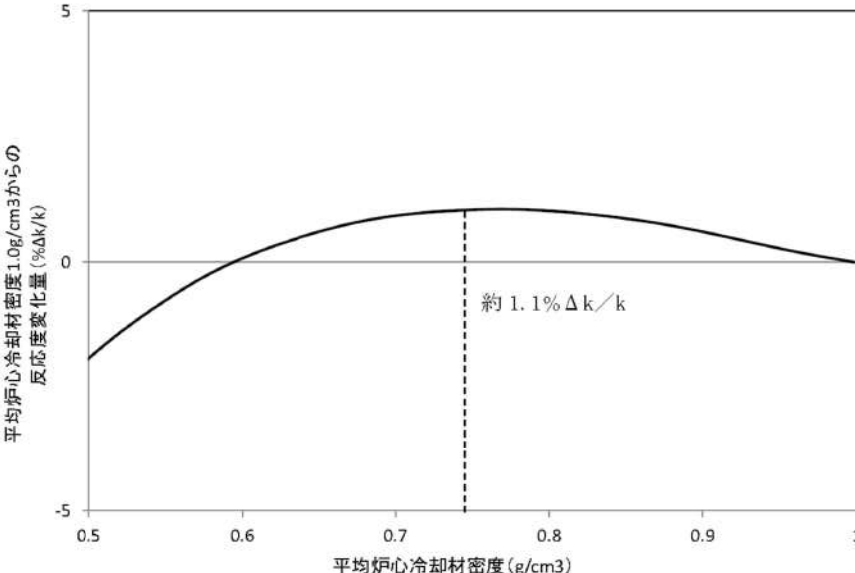
7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>平均炉心冷却材密度 (g/cm<sup>3</sup>)</p> <p>時間 (分)</p>	 <p>平均炉心冷却材密度 (g/cm<sup>3</sup>)</p> <p>時間 (分)</p>	
<p>図3 原子炉冷却材の流出事象時の平均炉心冷却材密度の推移</p>	<p>図3 原子炉冷却材の流出時の平均炉心冷却材密度の推移</p>	
 <p>炉心上端ボイド率 (-)</p> <p>時間 (分)</p>	 <p>炉心上端ボイド率 (-)</p> <p>時間 (分)</p>	
<p>図4 原子炉冷却材の流出事象時の炉心上端ボイド率の推移</p>	<p>図4 原子炉冷却材の流出時の炉心上端ボイド率の推移</p>	

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p data-bbox="309 946 878 978">図5 冷却材密度を変化させた場合の反応度変化量</p>	 <p data-bbox="1261 946 1765 978">図5 冷却材密度を変化させた場合の反応度変化量</p>	

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

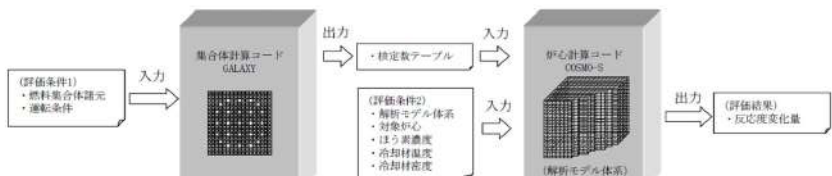
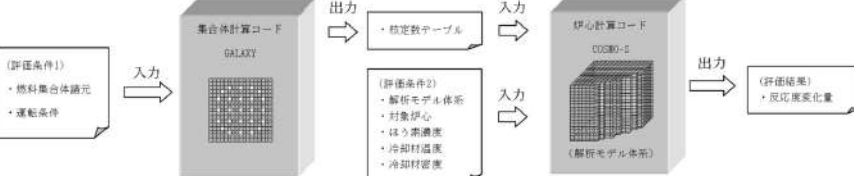
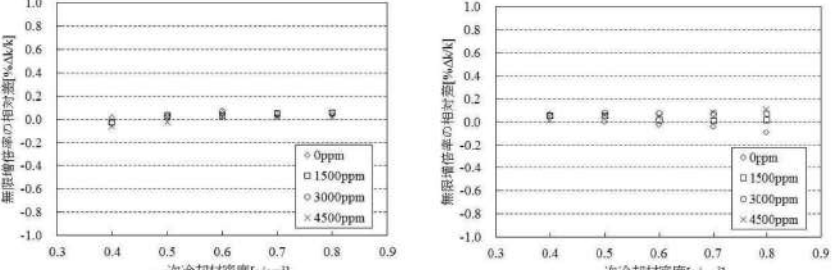
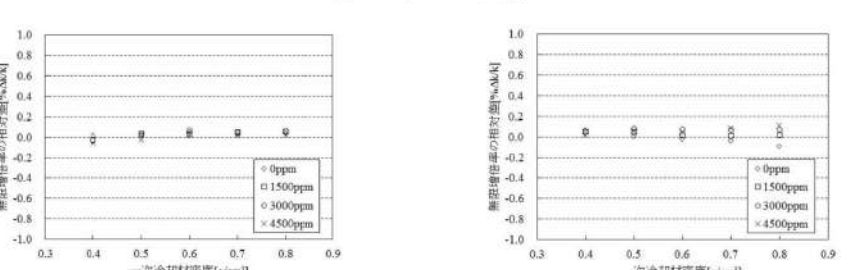
7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【以下、泊同様、MOX燃料を装荷している高浜3、4号炉記載】</p> <p>補足-2 評価においてウラン炉心を用いた理由について</p> <p>冷却材密度の低下時には、水密度が低下すると共に、ほう素密度も低下する。ほう素密度の低下による正の反応度効果は、MOX炉心とウラン炉心の違いにより反応度効果に違いが生じる。</p> <p>MOX炉心の場合、熱中性子の強吸収核種であるPu等のアクチニドを多く含むため、中性子のエネルギースペクトルが硬くなる。このため、ほう素値の絶対値が小さくなり、ほう素密度減少による正の反応度変化が小さくなる。</p> <p>一方、ウラン炉心では、MOX炉心と比較して中性子のエネルギースペクトルが軟らかいことから、ほう素値の絶対値が大きくなり、ほう素密度減少による正の反応度変化も大きくなる。</p> <p>図1に示すとおり、評価にあたっては減速材密度低下に伴う正の反応度添加量が大きい方が厳しい結果を与えるため、MOX炉心ではなくウラン炉心を用いて評価した。</p> <p>図1 ウラン炉心を利用した際の保守性についての概要図</p> <p>【ここまで高浜3、4号炉記載】</p>	<p>○評価においてウラン炉心を用いた理由について</p> <p>冷却材密度の低下時には、水密度が低下すると共に、ほう素密度も低下する。ほう素密度の低下による正の反応度効果は、MOX炉心とウラン炉心の違いにより反応度効果に違いが生じる。</p> <p>MOX炉心の場合、熱中性子の強吸収核種であるPu等のアクチニドを多く含むため、中性子のエネルギースペクトルが硬くなる。このため、ほう素値の絶対値が小さくなり、ほう素密度減少による正の反応度変化が小さくなる。</p> <p>一方、ウラン炉心では、MOX炉心と比較して中性子のエネルギースペクトルが軟らかいことから、ほう素値の絶対値が大きくなり、ほう素密度減少による正の反応度変化も大きくなる。</p> <p>図6に示すとおり、評価にあたっては減速材密度低下に伴う正の反応度添加量が大きい方が厳しい結果を与えるため、MOX炉心ではなくウラン炉心を用いて評価した。</p> <p>図6 ウラン炉心を利用した際の保守性についての概要図</p>	

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.6 運転停止中における「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」事象における未臨界性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>補足-2 GalaxyCosmo-Sコードにおける計算の不確定性について</p> <p>事象進展後の反応度変化量の計算には、冷却材密度が大きく低下する場合においても適用が可能な、GalaxyCosmo-Sコードを使用している。</p> <p>本コードは、ATWS事象解析に適用されているSPARKLE-2コードの要素コードである3次元炉心動特性計算コードCOSMO-Kの静特性版であり、事象進展に伴う反応度変化の計算に使用する3次元炉心静特性コードCOSMO-SとCOSMO-Kの静特性版の計算モデルは完全に同一である。</p> <p>冷却材密度が低下した範囲における検証として、ウラン燃料集合体、及びGd入り燃料集合体において連続エネルギーモンテカルロ計算コードMVPと集合体計算コードGALAXYによる無限増倍率の比較を実施した。結果をそれぞれ図1、図2に示す。これらの結果より、冷却材密度が0.8g/cm<sup>3</sup>~0.4g/cm<sup>3</sup>の範囲において、いずれのほう素濃度であってもMVPとGALAXYの差異の傾向的な拡大は確認されない。また、冷却材密度0.7g/cm<sup>3</sup>近傍は、実機炉心の運転範囲であり、実機炉心における運転実績から、この範囲でのGalaxyCosmo-Sコードの妥当性は確認済みであり、計算の不確定性は臨界ほう素濃度で±50ppm（約±0.5%Δk/k）である。</p> <p>以上から、GalaxyCosmo-Sコードは、冷却材密度低下時においても通常運転範囲から誤差が拡大することなく適用可能であり、計算の不確定性は通常運転範囲と同程度（約±0.5%Δk/k）と考えるが、本解析範囲では実証データが少ないことから、通常運転範囲の2倍程度（±1%Δk/k）を見込めば十分と考える。</p>	<p>○GalaxyCosmo-Sコードにおける計算の不確定性について</p> <p>事象進展後の反応度変化量の計算には、冷却材密度が大きく低下する場合においても適用が可能な、GalaxyCosmo-Sコードを使用している。</p> <p>本コードは、ATWS事象解析に適用されているSPARKLE-2コードの要素コードである3次元炉心動特性計算コードCOSMO-Kの静特性版であり、事象進展に伴う反応度変化の計算に使用する3次元炉心静特性コードCOSMO-SとCOSMO-Kの静特性版の計算モデルは完全に同一である。（図7）</p> <p>冷却材密度が低下した範囲における検証として、ウラン燃料集合体及びGd入り燃料集合体において、連続エネルギーモンテカルロ計算コードMVPと集合体計算コードGALAXYによる無限増倍率の比較を実施した。結果をそれぞれ図8、図9に示す。これらの結果より、冷却材密度が0.8g/cm<sup>3</sup>~0.4g/cm<sup>3</sup>の範囲において、いずれのほう素濃度であってもMVPとGALAXYの差異の傾向的な拡大は確認されない。また、冷却材密度0.7g/cm<sup>3</sup>近傍は、実機炉心の運転範囲であり、実機炉心における運転実績から、この範囲でのGalaxyCosmo-Sコードの妥当性は確認済みであり、計算の不確定性は臨界ほう素濃度で±50ppm（約±0.5%Δk/k）である。</p> <p>以上から、GalaxyCosmo-Sコードは、冷却材密度低下時においても通常運転範囲から誤差が拡大することなく適用可能であり、計算の不確定性は通常運転範囲と同程度（約±0.5%Δk/k）と考えるが、本解析範囲では実証データが少ないことから、通常運転範囲の2倍程度（±1%Δk/k）を見込めば十分と考える。</p>	
		
<p>図1 GalaxyCosmo-Sの入出力</p>	<p>図7 GalaxyCosmo-Sの入出力</p>	
		
<p>図2 冷却材密度変化に伴う無限増倍率の差異（ウラン燃料）</p>	<p>図8 冷却材密度変化に伴う無限増倍率の差異（ウラン燃料）</p>	<p>図9 冷却材密度変化に伴う無限増倍率の差異（Gd入り燃料）</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）

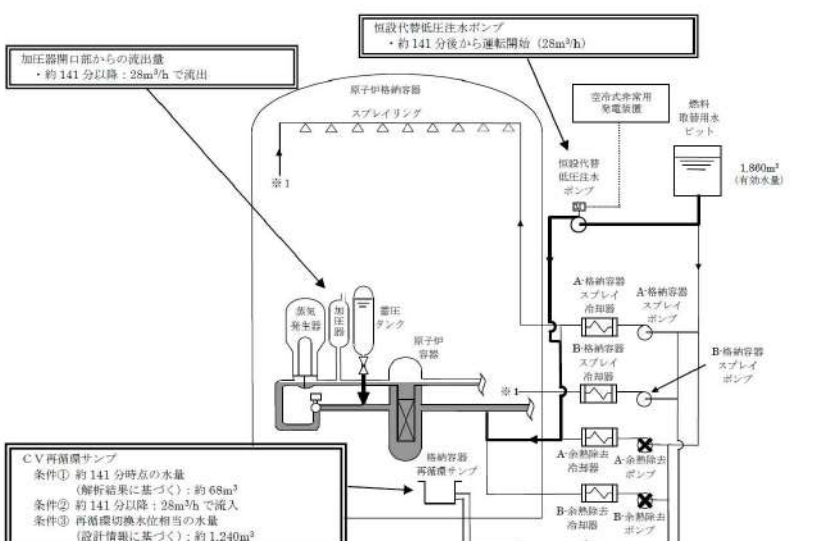
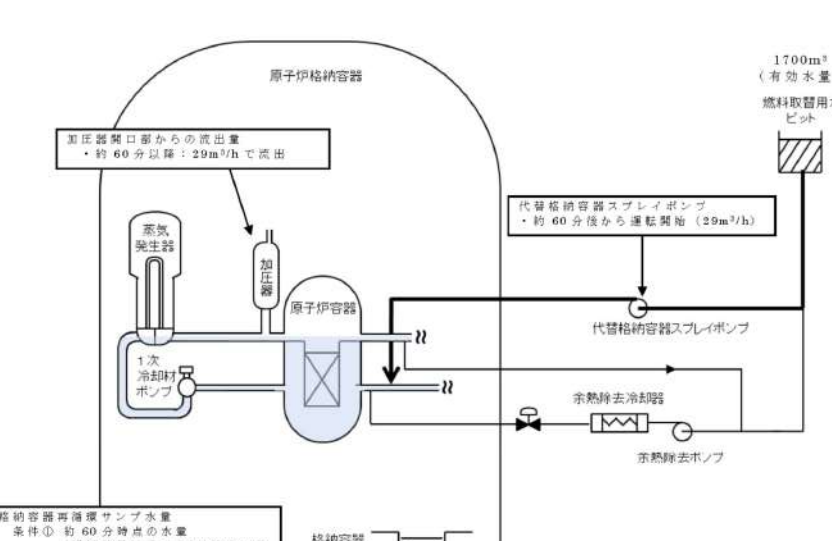
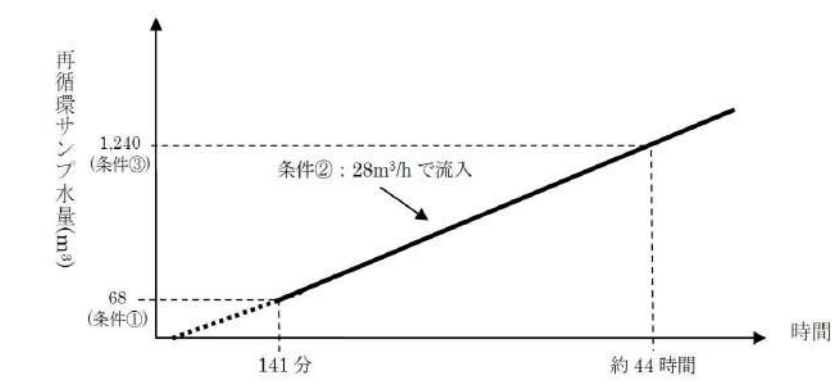
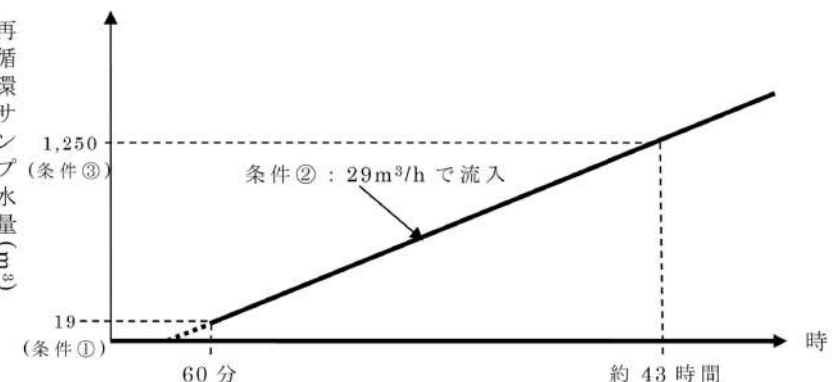
7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.7 格納容器再循環サンプ水位が再循環切替水位に到達するまでの時間について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失・全交流動力電源喪失））

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 5.1.8</p> <p style="text-align: center;">格納容器再循環サンプ水位が再循環切替水位に到達するまでの時間について （運転停止中 崩壊熱除去機能喪失・全交流動力電源喪失）</p> <p>格納容器再循環サンプ水位が再循環切替水位に到達するまでの時間を次ページの想定に基づき求めた。（図1、図2参照）</p> <p>計算式：<span style="color: red;">141 [min]/60 [min/h] + (1,240 [m<sup>3</sup>] - 68 [m<sup>3</sup>]) / 28 [m<sup>3</sup>/h] = 約 44 時間</span></p> <p>この時間に対し、崩壊熱除去機能喪失時における格納容器スプレイポンプによる代替再循環の準備については再循環切替水位到達後速やかに実施することで対応が可能なこと、全交流動力電源喪失時における高压代替再循環運転に移行するための大容量ポンプ等の準備時間は約<span style="color: red;">16.2 時間</span>であることから、運転操作に対する時間余裕の観点で問題はないと考える。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.7</p> <p style="text-align: center;">格納容器再循環サンプ水位が再循環切替水位に到達するまでの時間について （運転停止中 崩壊熱除去機能喪失・全交流動力電源喪失）</p> <p>格納容器再循環サンプ水位が再循環切替水位に到達するまでの時間を次ページの想定に基づき求めた。（図1、図2参照）</p> <p>計算式：<span style="color: red;">60 [min]/60 [min/h] + (1,250 [m<sup>3</sup>] - 19 [m<sup>3</sup>]) / 29 [m<sup>3</sup>/h] = 約 43 時間</span></p> <p>この時間に対し、崩壊熱除去機能喪失時における格納容器スプレイポンプによる代替再循環の準備については再循環切替水位到達後速やかに実施することで対応が可能なこと、全交流動力電源喪失時における高压代替再循環に移行するための可搬型大型送水ポンプ車等の準備時間は約<span style="color: red;">11 時間</span>であることから、運転操作に対する時間余裕の観点で問題はないと考える。</p> <p style="text-align: right; color: green;">以上</p>	<p style="color: red;">設計等の相違 評価結果の相違</p>



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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.7 格納容器再循環サンプ水位が再循環切替水位に到達するまでの時間について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失・全交流動力電源喪失））

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図1 再循環切替水位に到達するまでの時間評価の想定（ミッドループ運転中のRHR喪失及びSBO）</p>	 <p>図1 再循環切替水位に到達するまでの時間評価の想定（ミッドループ運転中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失）</p>	
 <p>図2 時間評価結果</p>	 <p>図2 時間評価結果</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.8 安定状態について）

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 5.1.9</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>崩壊熱除去機能喪失(余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)時の安定状態については以下のとおり。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>原子炉安定状態：1次冷却系保水が維持されており、1次冷却材温度が安定した状態</p> <p>原子炉安定状態の確立について</p> <p>1次冷却系保水量及び1次冷却材温度は第5.1.9図及び第5.1.11図の解析結果より、事象発生の約220分後には安定している。また、第5.1.12図の解析結果より、燃料被覆管温度も事象発生の約220分後には安定していることから、事象発生の約220分後を原子炉の安定状態とした。</p> <p>代替再循環及び格納容器内自然対流冷却等による長期停止状態の維持について</p> <p>燃料取替用水ピット水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、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、格納容器内自然対流冷却による除熱を継続すること、また、必要に応じてB格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイにより除熱を継続することで、燃料及び原子炉格納容器の健全性を維持可能であることから、原子炉の安定状態を長期にわたり維持可能である。</p> </div>	<p style="text-align: center;">添付資料 5.1.5</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時の安定状態については以下の通り。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、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>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>崩壊熱除去機能喪失により原子炉水温が上昇し、沸騰開始による原子炉水位の低下が始まるが、待機していた残留熱除去系（低圧注水モード）による注水継続により原子炉水位は回復し、炉心の冷却が維持される。</p> <p>その後、残留熱除去系を原子炉停止時冷却モードに切替え、原子炉除熱を開始することで冷温停止状態に移行し、原子炉安定停止状態が確立される。</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】</p> <p>上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。</p> <p>また、残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うことにより、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。</p> </div>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.4.1.8</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）時の安定状態については以下のとおり。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、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>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>1次冷却系保水量は第7.4.1.9図の解析結果より、事象発生の約100分後に安定している。1次冷却材温度は第7.4.1.11図の解析結果より、事象発生の約120分後に安定状態に至る。また、第7.4.1.12図の解析結果より、燃料被覆管温度も若干変動するものの初期温度から有意な上昇はなく安定していることから、事象発生約120分後を原子炉安定状態とした。</p> <p>その後、燃料取替用水ピット水位及び格納容器再循環サンプ水位が再循環切替値に到達後、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炉心注水を開始することで、原子炉安定停止状態が確立される。</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】</p> <p>上記の燃料損傷防止対策により原子炉安定停止状態を維持できる。</p> <p>また、代替再循環運転及び格納容器内自然対流冷却による除熱を継続することで、安定停止状態後の安定停止状態の維持が可能となる。</p> </div>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.9 運転停止中における原子炉格納容器の健全性について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.10</p> <p style="text-align: center;">運転停止中における原子炉格納容器の健全性について</p> <p>1. はじめに</p> <p>運転停止中の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」では、それぞれの要因で余熱除去機能が喪失することを想定しており、1次冷却材が沸騰するとともに加圧器安全弁等の1次冷却系開口部から蒸気が放出されることで原子炉格納容器圧力及び温度が上昇する。</p> <p>よって、原子炉格納容器内圧力及び<b>雰囲気</b>温度の上昇を抑制するため、重大事故等対策として高圧注入ポンプを用いた高圧再循環運転及び格納容器内自然対流冷却を整備することとしており、その有効性について確認する。</p> <p>2. 確認方法</p> <p>重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」において、格納容器内圧解析コードCOCOにより確認している、原子炉格納容器圧力及び温度並びに原子炉格納容器内放出<b>エネルギー</b>量の結果と、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」における格納容器内放出<b>エネルギー</b>量を比較することで、運転停止中における原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を評価する。</p> <p>具体的には以下の通りである。</p> <p>①「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の結果から、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達する時点の格納容器内放出<b>エネルギー</b>積算値を確認する。</p> <p>②「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」の解析結果から、原子炉格納容器放出<b>エネルギー</b>積算値が、①で確認した値に到達するまでの時間を確認することで、それぞれの事故シーケンスで最高使用圧力到達時間を確認する。なお、放出<b>エネルギー</b>量の積算値については、保守的に事象発生5時間以降は一定の割合で放出されるものとした。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.9</p> <p style="text-align: center;">運転停止中における原子炉格納容器の健全性について</p> <p>1. はじめに</p> <p>運転停止中の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」では、それぞれの要因で余熱除去機能が喪失することを想定しており、1次冷却材が沸騰するとともに加圧器安全弁等の1次冷却系開口部から蒸気が放出されることで原子炉格納容器圧力及び温度が上昇する。</p> <p>よって、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制するため、重大事故等対策として高圧注入ポンプを用いた高圧再循環運転及び格納容器内自然対流冷却を整備することとしており、その有効性について確認する。</p> <p>2. 確認方法</p> <p>重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」において、格納容器内圧解析コードCOCOにより確認している原子炉格納容器圧力及び温度並びに原子炉格納容器内放出<b>エネルギー</b>量の結果と、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」における<b>原子炉格納容器内放出エネルギー</b>量を比較することで、運転停止中における原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を評価する。</p> <p>具体的には以下のとおりである。</p> <p>①「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の結果から、<b>原子炉格納容器内温度110℃到達時点</b>、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達する時点<b>それぞれの原子炉格納容器内放出エネルギー</b>積算値を確認する。</p> <p>②「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」の解析結果から、原子炉格納容器内放出<b>エネルギー</b>積算値が、①で確認した値に到達するまでの時間を確認することで、それぞれの事故シーケンスで<b>原子炉格納容器内温度110℃到達及び</b>最高使用圧力到達時間を確認する。なお、放出<b>エネルギー</b>量の積算値については、保守的に事象発生5時間以降は一定の割合で放出されるものとした。</p> <p>(図1、図2)</p>	<p>記載方針の相違                  ・泊では最高使用圧力到達だけではなく、CV温度110℃到達時点のエネルギーも算出（伊方と同様）</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）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.9 運転停止中における原子炉格納容器の健全性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																									
<p>3. 確認結果</p> <p>「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の解析結果から、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力到達時点の原子炉格納容器内放出エネルギー量を確認した結果は表1に示すとおりである。（①に相当）</p> <p>また、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」の解析結果から、①で確認した放出エネルギー量に到達する時間を確認することで、運転停止中の各事故シーケンスにおいて原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達する時間を評価した結果は図1及び表2に示すとおりであり、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでの時間に対して格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却は事象発生後の24時間後までに対応可能な対策であり、十分な余裕があることから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」に対しても有効な対策である。</p> <p>表1 外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故における原子炉格納容器内放出エネルギー量</p> <table border="1" data-bbox="174 754 1025 978"> <thead> <tr> <th>重要事故シーケンス</th> <th>原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故</td> <td>約 1.1×10<sup>7</sup>GJ</td> </tr> </tbody> </table> <p>表2 運転停止中の原子炉格納容器圧力及び温度評価結果</p> <table border="1" data-bbox="181 1048 1025 1410"> <thead> <tr> <th>重要事故シーケンス</th> <th>原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量（約 1.1×10<sup>7</sup>GJ）</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失</td> <td>約 167 時間後</td> </tr> <tr> <td>原子炉冷却材の流出</td> <td>約 1,573 時間後</td> </tr> </tbody> </table>	重要事故シーケンス	原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故	約 1.1×10 <sup>7</sup> GJ	重要事故シーケンス	原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量（約 1.1×10 <sup>7</sup> GJ）	崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失	約 167 時間後	原子炉冷却材の流出	約 1,573 時間後	<p>3. 確認結果</p> <p>「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」の解析結果から、原子炉格納容器内温度110℃到達時点、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力到達時点の原子炉格納容器内放出エネルギー量を確認した結果は表1に示すとおりである。（①に相当）</p> <p>また、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」の解析結果から、①で確認した放出エネルギー量に到達する時間を確認することで、運転停止中の各事故シーケンスにおいて原子炉格納容器内温度110℃到達、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達する時間を評価した結果は図1及び表2に示すとおりであり、原子炉格納容器内温度110℃到達するまでの時間又は原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでの時間に対して、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却は事象発生後の24時間後までに対応可能な対策であり、十分な余裕があることから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」に対しても有効な対策である。</p> <p>表1 外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故における原子炉格納容器内放出エネルギー量</p> <table border="1" data-bbox="1146 737 1899 994"> <thead> <tr> <th>重要事故シーケンス</th> <th>原子炉格納容器内温度が110℃に到達するまでのエネルギー積算量</th> <th>原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故</td> <td>約2.6×10<sup>8</sup> kJ</td> <td>約4.3×10<sup>8</sup> kJ</td> </tr> </tbody> </table> <p>表2 運転停止中の原子炉格納容器圧力及び温度評価結果</p> <table border="1" data-bbox="1146 1120 1899 1430"> <thead> <tr> <th>重要事故シーケンス</th> <th>原子炉格納容器内温度110℃到達時刻（約 2.6×10<sup>8</sup> kJ 相当）</th> <th>原子炉格納容器圧力が最高使用圧力到達時刻（約 4.3×10<sup>8</sup> kJ 相当）</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失</td> <td>約 40 時間後</td> <td>約 66 時間後</td> </tr> <tr> <td>原子炉冷却材の流出</td> <td>約 290 時間後</td> <td>約 480 時間後</td> </tr> </tbody> </table>	重要事故シーケンス	原子炉格納容器内温度が110℃に到達するまでのエネルギー積算量	原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故	約2.6×10 <sup>8</sup> kJ	約4.3×10 <sup>8</sup> kJ	重要事故シーケンス	原子炉格納容器内温度110℃到達時刻（約 2.6×10 <sup>8</sup> kJ 相当）	原子炉格納容器圧力が最高使用圧力到達時刻（約 4.3×10 <sup>8</sup> kJ 相当）	崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失	約 40 時間後	約 66 時間後	原子炉冷却材の流出	約 290 時間後	約 480 時間後	<p>評価結果の相違              ・CV型式の違いにより最高使用圧力、CV自由体積、ヒートシンク量が異なるため大飯の方が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算値及び時間が異なる（参考：伊方は約3.9×10<sup>8</sup>kJ、約57時間、約410時間後）</p>
重要事故シーケンス	原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量																										
外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故	約 1.1×10 <sup>7</sup> GJ																										
重要事故シーケンス	原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量（約 1.1×10 <sup>7</sup> GJ）																										
崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失	約 167 時間後																										
原子炉冷却材の流出	約 1,573 時間後																										
重要事故シーケンス	原子炉格納容器内温度が110℃に到達するまでのエネルギー積算量	原子炉格納容器圧力が最高使用圧力に到達するまでのエネルギー積算量																									
外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故	約2.6×10 <sup>8</sup> kJ	約4.3×10 <sup>8</sup> kJ																									
重要事故シーケンス	原子炉格納容器内温度110℃到達時刻（約 2.6×10 <sup>8</sup> kJ 相当）	原子炉格納容器圧力が最高使用圧力到達時刻（約 4.3×10 <sup>8</sup> kJ 相当）																									
崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失	約 40 時間後	約 66 時間後																									
原子炉冷却材の流出	約 290 時間後	約 480 時間後																									

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

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.9 運転停止中における原子炉格納容器の健全性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図1 「余熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の原子炉格納容器内への放出エネルギー積算値</p>	<p>図1 「余熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の原子炉格納容器内への放出エネルギー積算値</p>	
<p>図2 「原子炉冷却材の流出」の原子炉格納容器内への放出エネルギー積算値</p>	<p>図2 「原子炉冷却材の流出」の原子炉格納容器内への放出エネルギー積算値</p>	

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.10 蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置した場合の影響について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 5.1.11</p> <p style="text-align: center;">蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置した場合の影響について</p> <p>運転停止中の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」では、蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置していないものとして有効性評価を行っている。しかしながら、実際のミッドループ運転時には、蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置する状況も考えられるため、設置した場合の評価項目となるパラメータに与える影響を確認した。</p> <p>蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置する場合、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」時には、炉心崩壊熱による発生蒸気は蒸気発生器へ流入しないことから、設置しない場合と比べて1次冷却系の開口部からの流出流量は大きくなる。しかし、現状の評価である蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置しない場合においても、図1に示すとおり蒸気発生器への流入は流量の数%程度であり、1次冷却系の開口部からの流出が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、「原子炉冷却材の流出」時には、同様に設置しない場合と比べて1次冷却系開口部及び流出口からの流出流量は大きくなるが、現状の評価である蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置しない場合においても、図2に示すとおり蒸気発生器への流入は発生蒸気流量の数%程度であり、1次冷却系の開口部及び流出口からの流出が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>さらに、蒸気発生器出入口ノズル蓋はミッドループ水位到達後からある程度時間が経過したところで設置するため、現状の評価で想定している崩壊熱より小さくなることから、評価項目となるパラメータに与える影響はさらに小さくなる方向となる。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.10</p> <p style="text-align: center;">蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置した場合の影響について</p> <p>運転停止中の事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」及び「原子炉冷却材の流出」では、蒸気発生器の冷却材入口ノズル及び冷却材出口ノズルの内面シール型ノズル蓋（以下「蒸気発生器出入口ノズル蓋」という。）を設置していないものとして有効性評価を行っている。しかしながら、実際のミッドループ運転時には、蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置する状況も考えられるため、設置した場合の評価項目となるパラメータに与える影響を確認した。</p> <p>蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置する場合、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」時には、炉心崩壊熱による発生蒸気は蒸気発生器へ流入しないことから、設置しない場合と比べて1次冷却系の開口部からの流出流量は大きくなる。しかし、現状の評価である蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置しない場合においても、図1に示すとおり蒸気発生器への流入は流量の数%程度であり、1次冷却系の開口部からの流出が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、「原子炉冷却材の流出」時には、同様に設置しない場合と比べて1次冷却系開口部及び流出口からの流出流量は大きくなるが、現状の評価である蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置しない場合においても、図2に示すとおり蒸気発生器への流入は発生蒸気流量の数%程度であり、1次冷却系の開口部及び流出口からの流出が支配的となるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>さらに、蒸気発生器出入口ノズル蓋はミッドループ水位到達後からある程度時間が経過したところで設置するため、現状の評価で想定している崩壊熱より小さくなることから、評価項目となるパラメータに与える影響はさらに小さくなる方向となる。</p>	<p style="text-align: center;">記載表現の相違</p>

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

7.4.1 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.10 蒸気発生器出入口ノズル蓋を設置した場合の影響について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>蒸気発生器入口気相流量 (kg/s)</p> <p>時間 (分)</p>	<p>蒸気発生器入口気相流量 (kg/s)</p> <p>時間 (分)</p>	
<p>図1 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の蒸気発生器入口気相流量の推移</p>	<p>図1 崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失時の蒸気発生器入口気相流量の推移</p>	
<p>蒸気発生器入口気相流量 (kg/s)</p> <p>時間 (分)</p>	<p>蒸気発生器入口気相流量 (kg/s)</p> <p>時間 (分)</p>	
<p>図2 原子炉冷却材の流出時の蒸気発生器入口気相流量の推移</p>	<p>図2 原子炉冷却材の流出時の蒸気発生器入口気相流量の推移</p>	

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.11 キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について）

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 5.1.12</p> <p style="text-align: center;">キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について</p> <p>1. キャビティ満水状態における事象進展について</p> <p>キャビティ満水状態とは、ミッドループ運転後に燃料取替用水ピット水をキャビティ側に移行させた後、1系統の余熱除去系によって崩壊熱除去を行っている状態である。</p> <p>キャビティ満水状態の1次系保有水量は、遮蔽設計における設計基準線量率に相当する水位<sup>※1</sup>（炉心上端より約4m以上に相当）よりも上部に980m<sup>3</sup>以上確保されており、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」が発生した場合は、事象発生後約7.3時間で沸騰を開始し、約17m<sup>3</sup>/時間の速度で蒸散が進み、約57時間で遮蔽設計基準値に相当する水位まで低下する。</p> <p>また、「原子炉冷却材の流出」が発生した場合は、有効性評価における想定と同様に燃料取替用水ピット戻り配管からの流出が継続するとした場合、約2時間で同水位まで低下するが、原子炉キャビティ水位の低下及び燃料取替用水ピット水位の上昇により流出を早期に検知し、漏えい箇所の特定制及び隔離等により流出停止の措置を講じることが可能である。</p> <p>また、燃料取替用水ピット戻り配管以外からの流出を想定した場合においても、サンプル水位の上昇、ピット水位の上昇等により流出を早期に検知し、同様の措置を講じることが可能である。</p> <p>※1 使用済燃料ピットの燃料損傷防止に係る有効性評価においては、事象発生後にピット近傍で注水等の対応操作に当たる要員の過度の被ばくを防止するため、使用済燃料ピット中央表面の線量率が、燃料取替時の燃料取替建屋内の遮蔽設計基準値(第IV区分:0.15mSv/h未満)となるように遮蔽水位を設定して評価をしている。一方、キャビティ満水状態における想定事象発生時にはCV内での対応操作は必要とならないが、同様の水位を必要遮蔽厚として設定した。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.4.1.11</p> <p style="text-align: center;">キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について</p> <p>1. キャビティ満水状態における事象進展について</p> <p>キャビティ満水状態とは、ミッドループ運転後に燃料取替用水ピット水をキャビティ側に移行させた後、1系統の余熱除去系によって崩壊熱除去を行っている状態である。</p> <p>キャビティ満水状態の1次冷却系保有水量は、遮蔽設計における設計基準線量率に相当する水位<sup>※1</sup>（炉心上端より約4m以上に相当）よりも上部に約1,000m<sup>3</sup>確保されており、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流動力電源喪失」が発生した場合は、事象発生後約7.5時間で沸騰を開始し、約15m<sup>3</sup>/時間の速度で蒸散が進み、約63時間で遮蔽設計基準値に相当する水位まで低下する。</p> <p>また、「原子炉冷却材の流出」が発生した場合は、有効性評価における想定と同様に燃料取替用水ピット戻り配管からの流出が継続するとした場合、約2時間で同水位まで低下するが、原子炉キャビティ水位の低下及び燃料取替用水ピット水位の上昇により流出を早期に検知し、漏えい箇所の特定制及び隔離等により流出停止の措置を講じることが可能である。</p> <p>また、燃料取替用水ピット戻り配管以外からの流出を想定した場合においても、サンプル水位の上昇、ピット水位の上昇等により流出を早期に検知し、同様の措置を講じることが可能である。</p> <p>※1 使用済燃料ピットの燃料損傷防止に係る有効性評価においては、事象発生後にピット近傍で注水等の対応操作に当たる要員の過度の被ばくを防止するため、使用済燃料ピット中央表面の線量率が、燃料取替時の燃料取替建屋内の遮蔽設計基準値(第IV区分:0.15mSv/h未満)となるように遮蔽水位を設定して評価をしている。一方、キャビティ満水状態における想定事象発生時には原子炉格納容器内での対応操作は必要とならないが、同様の水位を必要遮蔽厚として設定した。</p>	<p>記載表現の相違          設計の装置          評価結果の相違</p>



7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.11 キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																										
<p>2. 運転停止時における有効性評価上の要求事項について</p> <p>運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド（以下、審査ガイドという）の要求事項に対して、ミッドループ運転状態及びキャビティ満水状態における評価項目を表1に示す。</p> <p>下表のとおりキャビティ満水状態においては、遮蔽設計基準値に相当する水位に対する確認が必要であり、次項にその結果を示す。</p> <p>表1 ミッドループ運転状態及びキャビティ満水状態における評価項目について</p> <table border="1" data-bbox="156 446 1030 829"> <thead> <tr> <th></th> <th></th> <th>ミッドループ運転</th> <th>キャビティ満水 (モード外を除く)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">プラント 状態</td> <td>原子炉容器 開口状態</td> <td>上蓋あり</td> <td>上蓋なし</td> </tr> <tr> <td>純水ライン</td> <td>隔離</td> <td>隔離</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">審査ガイド の要求 事項</td> <td>(a)燃料冠水</td> <td>確認が必要</td> <td>燃料露出より前に遮蔽 必要厚さに到達するた め、(b)で評価する。</td> </tr> <tr> <td>(b)遮蔽厚</td> <td>原子炉容器上蓋が閉止されている 状態であることから問題ない。<sup>※2</sup></td> <td>確認が必要</td> </tr> <tr> <td>(c)未臨界</td> <td>純水による希釈は発生しない。また、 炉心で沸騰が生じたとしても 反応度への影響は軽微であり、未 臨界を維持していることを確認し ている。</td> <td>同左</td> </tr> </tbody> </table> <p>※2 ミッドループ運転状態における炉心からの放射線の遮蔽効果</p> <p>ミッドループ運転状態において水位が燃料有効部上端まで低下した場合を想定し、原子炉容器上蓋、上部炉心支持板等の炉内構造物による遮蔽効果を考慮して線量率を評価したところ、原子炉容器上蓋表面において 0.084mSv/h となり、燃料取替時における遮蔽設計区分（第IV区分：0.15mSv/h未満）となった。</p> <p>したがって、遮蔽維持のための水位(炉心上端より約4m以上に相当)と同等の遮蔽効果を有しているため、ミッドループ運転状態においては燃料冠水状態を維持することで、遮蔽厚さに対する要求事項を満足している。</p>			ミッドループ運転	キャビティ満水 (モード外を除く)	プラント 状態	原子炉容器 開口状態	上蓋あり	上蓋なし	純水ライン	隔離	隔離	審査ガイド の要求 事項	(a)燃料冠水	確認が必要	燃料露出より前に遮蔽 必要厚さに到達するた め、(b)で評価する。	(b)遮蔽厚	原子炉容器上蓋が閉止されている 状態であることから問題ない。 <sup>※2</sup>	確認が必要	(c)未臨界	純水による希釈は発生しない。また、 炉心で沸騰が生じたとしても 反応度への影響は軽微であり、未 臨界を維持していることを確認し ている。	同左	<p>2. 運転停止時における有効性評価上の要求事項について</p> <p>運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド（以下、審査ガイドという）の要求事項に対して、ミッドループ運転状態及びキャビティ満水状態における評価項目を表1に示す。</p> <p>下表のとおりキャビティ満水状態においては、遮蔽設計基準値に相当する水位に対する確認が必要であり、次項にその結果を示す。</p> <p>表1 ミッドループ運転状態及びキャビティ満水状態における 評価項目について</p> <table border="1" data-bbox="1164 446 1814 845"> <thead> <tr> <th></th> <th></th> <th>ミッドループ運転</th> <th>キャビティ満水 (モード外を除く)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">プラント 状態</td> <td>原子炉容器 開口状態</td> <td>上蓋あり</td> <td>上蓋なし</td> </tr> <tr> <td>純水ライン</td> <td>隔離</td> <td>隔離</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">審査ガイド の要求事項</td> <td>(a)燃料冠水</td> <td>確認が必要</td> <td>燃料露出より前に遮蔽必要 厚さに到達するため、(b) で評価する。</td> </tr> <tr> <td>(b)遮蔽厚</td> <td>原子炉容器上蓋が閉止され ている状態であることから 問題ない。<sup>※2</sup></td> <td>確認が必要</td> </tr> <tr> <td>(c)未臨界</td> <td>純水による希釈は発生しな い。また、炉心で沸騰が生 じたとしても反応度への影 響は軽微であり、未臨界を 維持していることを確認し ている。</td> <td>同左</td> </tr> </tbody> </table> <p>※2 ミッドループ運転状態における炉心からの放射線の遮蔽効果</p> <p>ミッドループ運転状態において水位が燃料有効部上端まで低下した場合を想定し、原子炉容器上蓋、上部炉心支持板等の炉内構造物による遮蔽効果を考慮して線量率を評価したところ、原子炉容器上蓋表面において 0.084mSv/h となり、燃料取替時における遮蔽設計区分（第IV区分：0.15mSv/h未満）となった。</p> <p>したがって、遮蔽維持のための水位(炉心上端より約4m以上に相当)と同等の遮蔽効果を有しているため、ミッドループ運転状態においては燃料冠水状態を維持することで、遮蔽厚さに対する要求事項を満足している。</p>			ミッドループ運転	キャビティ満水 (モード外を除く)	プラント 状態	原子炉容器 開口状態	上蓋あり	上蓋なし	純水ライン	隔離	隔離	審査ガイド の要求事項	(a)燃料冠水	確認が必要	燃料露出より前に遮蔽必要 厚さに到達するため、(b) で評価する。	(b)遮蔽厚	原子炉容器上蓋が閉止され ている状態であることから 問題ない。 <sup>※2</sup>	確認が必要	(c)未臨界	純水による希釈は発生しな い。また、炉心で沸騰が生 じたとしても反応度への影 響は軽微であり、未臨界を 維持していることを確認し ている。	同左	
		ミッドループ運転	キャビティ満水 (モード外を除く)																																									
プラント 状態	原子炉容器 開口状態	上蓋あり	上蓋なし																																									
	純水ライン	隔離	隔離																																									
審査ガイド の要求 事項	(a)燃料冠水	確認が必要	燃料露出より前に遮蔽 必要厚さに到達するた め、(b)で評価する。																																									
	(b)遮蔽厚	原子炉容器上蓋が閉止されている 状態であることから問題ない。 <sup>※2</sup>	確認が必要																																									
	(c)未臨界	純水による希釈は発生しない。また、 炉心で沸騰が生じたとしても 反応度への影響は軽微であり、未 臨界を維持していることを確認し ている。	同左																																									
		ミッドループ運転	キャビティ満水 (モード外を除く)																																									
プラント 状態	原子炉容器 開口状態	上蓋あり	上蓋なし																																									
	純水ライン	隔離	隔離																																									
審査ガイド の要求事項	(a)燃料冠水	確認が必要	燃料露出より前に遮蔽必要 厚さに到達するため、(b) で評価する。																																									
	(b)遮蔽厚	原子炉容器上蓋が閉止され ている状態であることから 問題ない。 <sup>※2</sup>	確認が必要																																									
	(c)未臨界	純水による希釈は発生しな い。また、炉心で沸騰が生 じたとしても反応度への影 響は軽微であり、未臨界を 維持していることを確認し ている。	同左																																									

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）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.11 キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3. キャビティ満水状態における事故影響の緩和手段について</p> <p>キャビティ満水状態においては、事象発生後、十分な時間余裕を有しており、更に、運転中の余熱除去系統の機能喪失に備えて、もう片系統の余熱除去系統を待機状態としておくことを社内規定で定めており、以下のとおり事象収束が可能である。</p> <p>(1) 事象発生後の手順</p> <p>①余熱除去系統の機能喪失事象が発生した場合（図1）</p> <p>運転中の余熱除去系統（A-RHRとする。）が機能喪失した場合、ポンプのトリップ信号、キャビティ水位計等により事象発生を検知し、待機状態の余熱除去系統(B-RHR)によって崩壊熱の除去を行うことができる。</p> <p>このため、キャビティ水位の有意な低下は発生しない。</p> <p>また、運転操作としては、ミッドループ運転状態のような蓄圧タンクによる注水（事象発生の60分後、100分後、140分後で実施）又は恒設代替低圧注水ポンプによる注水（事象発生の141分後で実施）等の操作を実施する必要がなく運転操作の観点でもミッドループ運転状態の方が厳しい。</p> <p>②全交流動力電源喪失事象が発生した場合（図2）</p> <p>事象発生後、キャビティ水位は低下するが、空冷式非常用発電装置による電源回復後は、A-RHR又はB-RHRポンプを起動させることで、崩壊熱の除去を行うことができる。</p> <p>仮に事象発生の24時間後にRHRポンプを起動させた場合、その間の蒸散量を考慮しても、キャビティの保有水量は700m<sup>3</sup>以上確保されている。</p> <p>また、運転操作としても、①と同様にミッドループ運転状態の方が厳しい。</p> <p>③原子炉冷却材の流出事象が発生した場合（図1）</p> <p>事象発生後、系統からの漏えいや流出に対して様々な検知方法が整備されており、キャビティ水位の低下を早期に検知できる。燃料取替用水ピット戻り配管からの流出の場合は、流出箇所の特定制後は中央制御室操作による電動弁の閉止およびRHRポンプの停止操作等により事象を収束させることができる。<sup>*3</sup></p> <p>事象収束後は、A-RHR又はB-RHRポンプを用いて（1）と同様の手順で崩壊熱の除去を行うことができる。</p> <p>対応手順と所要時間を図3に示す。事象発生後30分（状況判断10分+格納容器隔離10分+漏えい箇所隔離操作10分）で流出停止が可能であり、その間の流出量を考慮してもキャビティの保有水量は900m<sup>3</sup>以上確保されている。</p> <p>なお、燃料取替用水ピット戻り配管以外からの流出の場合は、系統隔離のための現場操作を伴うことも考えられるが、2時間以内に十分操作可能である。</p>	<p>3. キャビティ満水状態における事故影響の緩和手段について</p> <p>キャビティ満水状態においては、事象発生後、十分な時間余裕を有しており、更に、運転中の余熱除去系統の機能喪失に備えて、もう片系統の余熱除去系統を待機状態としておくことを社内規定で定めており、以下のとおり事象収束が可能である。</p> <p>(1) 事象発生後の手順</p> <p>①余熱除去系統の機能喪失事象が発生した場合（図1）</p> <p>運転中の余熱除去系統（A-余熱除去ポンプとする。）が機能喪失した場合、ポンプのトリップ信号、キャビティ水位計等により事象発生を検知し、待機状態の余熱除去系統（B-余熱除去ポンプ）によって崩壊熱の除去を行うことができる。</p> <p>このため、キャビティ水位の有意な低下は発生しない。</p> <p>また、運転操作としては、ミッドループ運転状態のような代替格納容器スプレイポンプによる注水を事象発生の60分後に実施する必要がなく運転操作の観点でもミッドループ運転状態の方が厳しい。</p> <p>②全交流動力電源喪失事象が発生した場合（図2）</p> <p>事象発生後、キャビティ水位は低下するが、代替非常用発電機による電源回復後は、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水、可搬型大型送水ポンプ車による高圧注入ポンプ補機冷却水通水及び格納容器内自然対流冷却によって、崩壊熱の除去及び低下した水位の回復を行うことができる。</p> <p>仮に事象発生の24時間後に代替格納容器スプレイポンプを起動させた場合、その間の蒸発量を考慮しても、キャビティの保有水量は600m<sup>3</sup>以上確保されている。</p> <p>また、運転操作としても、①と同様にミッドループ運転状態の方が厳しい。</p> <p>③原子炉冷却材の流出事象が発生した場合（図1）</p> <p>事象発生後、系統からの漏えいや流出に対して様々な検知方法が整備されており、キャビティ水位の低下を早期に検知できる。燃料取替用水ピット戻り配管からの流出の場合は、流出箇所の特定制後は中央制御室操作による電動弁の閉止及び余熱除去ポンプの停止操作等により事象を収束させることができる。<sup>*3</sup></p> <p>事象収束後は、A-余熱除去ポンプ又はB-余熱除去ポンプを用いて（1）と同様の手順で崩壊熱の除去を行うことができる。</p> <p>対応手順と所要時間を図3に示す。事象発生後20分（状況判断10分+格納容器隔離5分+漏えい箇所隔離操作5分）で流出停止が可能であり、その間の流出量を考慮してもキャビティの保有水量は800m<sup>3</sup>以上確保されている。</p> <p>なお、燃料取替用水ピット戻り配管以外からの流出の場合は、系統隔離のための現場操作を伴うことも考えられるが、2時間以内に十分操作可能である。</p>	<p>設備の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>・代替交流電源設備による余熱除去ポンプの起動は出来ないため炉心注水等を実施（伊方と同様）</p> <p>想定時間の相違</p>

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.11 キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																								
<p>※3 システム構成上考えられる流出経路は、余熱除去システムと化学体積制御系等があるが、有効性評価においては、最大流出流量として余熱除去システムの燃料取替用水ピットへの戻り配管（8インチ配管）を誤開した場合を想定している。この場合に流出した冷却材は燃料取替用水ピットからの補給ラインによって余熱除去ポンプによりキャビティへ移送することで水量を回復させることができる。</p> <p>一方、その他の化学体積制御系統等から流出した場合は、流出量は小さく十分な時間余裕があり、さらに事象が発生したとしても補助建屋サンプ又は格納容器サンプの水位上昇等により早期に検知することができる。</p>	<p>※3 システム構成上考えられる流出経路は、余熱除去システムと化学体積制御系統等があるが、有効性評価においては、最大流出流量として余熱除去システムの燃料取替用水ピットへの戻り配管（8インチ配管）を誤開した場合を想定している。この場合に流出した冷却材は燃料取替用水ピットからの補給ラインによって余熱除去ポンプによりキャビティへ移送することで水量を回復させることができる。</p> <p>一方、その他の化学体積制御系統等から流出した場合は、流出量は小さく十分な時間余裕があり、さらに事象が発生したとしても補助建屋サンプタンク又は格納容器サンプの水位上昇等により早期に検知することができる。</p>																									
<p>表2 ミッドループ運転状態及びキャビティ満水状態における事象収束操作</p>	<p>表2 ミッドループ運転及びキャビティ満水状態における事象収束操作</p>																									
<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="134 502 336 550"></th> <th data-bbox="336 502 672 550">ミッドループ運転</th> <th data-bbox="672 502 1052 550">キャビティ満水 (モード外を除く)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="134 550 336 774">① 余熱除去システムの機能喪失事象</td> <td data-bbox="336 550 672 774"> <ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後速やかに検知できる。</li> <li>炉心水位は低下し、事象発生後60分、100分、140分で蓄圧タンク注入、141分で恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注入を実施する。</li> </ul> </td> <td data-bbox="672 550 1052 774"> <ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後速やかに検知できる。</li> <li>待機状態のRHRを運転させることで、有意な水位低下は発生しない。</li> <li>ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注入等の運転操作が不要である。</li> </ul> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="134 774 336 1053">② 全交流動力電源喪失</td> <td data-bbox="336 774 672 1053">同上</td> <td data-bbox="672 774 1052 1053"> <ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後速やかに検知できる。</li> <li>仮に事象発生後24時間後にRHRポンプを起動させたとし、その間の蒸散量を考慮してもキャビティの保有水量は700m<sup>3</sup>以上確保されている。</li> <li>ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注入等の運転操作が不要である。</li> </ul> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="134 1053 336 1332">③ 原子炉冷却材の流出</td> <td data-bbox="336 1053 672 1332"> <p>事象発生後約3分後にRHRポンプがトリップする。炉心水位は低下するが約23分後に充てんポンプによる炉心注入を実施し、水位は回復する。</p> </td> <td data-bbox="672 1053 1052 1332"> <ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後約10分後に流出箇所を特定できる。</li> <li>事象発生後約30分後に流出停止した場合、その間の流出量を考慮してもキャビティの保有水量は900m<sup>3</sup>以上確保されている。</li> <li>ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注入等の運転操作が不要である。（図3）</li> </ul> </td> </tr> </tbody> </table>		ミッドループ運転	キャビティ満水 (モード外を除く)	① 余熱除去システムの機能喪失事象	<ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後速やかに検知できる。</li> <li>炉心水位は低下し、事象発生後60分、100分、140分で蓄圧タンク注入、141分で恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注入を実施する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後速やかに検知できる。</li> <li>待機状態のRHRを運転させることで、有意な水位低下は発生しない。</li> <li>ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注入等の運転操作が不要である。</li> </ul>	② 全交流動力電源喪失	同上	<ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後速やかに検知できる。</li> <li>仮に事象発生後24時間後にRHRポンプを起動させたとし、その間の蒸散量を考慮してもキャビティの保有水量は700m<sup>3</sup>以上確保されている。</li> <li>ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注入等の運転操作が不要である。</li> </ul>	③ 原子炉冷却材の流出	<p>事象発生後約3分後にRHRポンプがトリップする。炉心水位は低下するが約23分後に充てんポンプによる炉心注入を実施し、水位は回復する。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後約10分後に流出箇所を特定できる。</li> <li>事象発生後約30分後に流出停止した場合、その間の流出量を考慮してもキャビティの保有水量は900m<sup>3</sup>以上確保されている。</li> <li>ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注入等の運転操作が不要である。（図3）</li> </ul>	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="1052 502 1209 550"></th> <th data-bbox="1209 502 1478 550">ミッドループ運転</th> <th data-bbox="1478 502 1966 550">キャビティ満水 (モード外を除く)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1052 550 1209 774">① 余熱除去システムの機能喪失事象</td> <td data-bbox="1209 550 1478 774"> <ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後速やかに検知できる。</li> <li>炉心水位は低下し、事象発生後60分で代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施する。</li> </ul> </td> <td data-bbox="1478 550 1966 774"> <ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後速やかに検知できる。</li> <li>待機状態のRHRを運転させることで、有意な水位低下は発生しない</li> <li>代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施し、蒸発により低下した水位を回復させる。</li> <li>ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。</li> </ul> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="1052 774 1209 957">② 全交流動力電源喪失</td> <td data-bbox="1209 774 1478 957">同上</td> <td data-bbox="1478 774 1966 957"> <ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後速やかに検知できる。</li> <li>仮に事象発生後24時間後に代替格納容器スプレイポンプを起動させたとし、その間の蒸発量を考慮してもキャビティの保有水量は600m<sup>3</sup>以上確保されている。</li> <li>ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。</li> </ul> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="1052 957 1209 1332">③ 原子炉冷却材の流出</td> <td data-bbox="1209 957 1478 1332"> <ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後約2分後に余熱除去ポンプがトリップする。</li> <li>炉心水位は低下するが約22分で充てんポンプによる炉心注水を実施し、水位は回復する。</li> </ul> </td> <td data-bbox="1478 957 1966 1332"> <ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後約10分後に流出箇所を特定できる。</li> <li>事象発生後約20分後に流出停止した場合、その間の流出量を考慮してもキャビティの保有水量は800m<sup>3</sup>以上確保されている。</li> <li>ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。（図3）</li> </ul> </td> </tr> </tbody> </table>		ミッドループ運転	キャビティ満水 (モード外を除く)	① 余熱除去システムの機能喪失事象	<ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後速やかに検知できる。</li> <li>炉心水位は低下し、事象発生後60分で代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後速やかに検知できる。</li> <li>待機状態のRHRを運転させることで、有意な水位低下は発生しない</li> <li>代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施し、蒸発により低下した水位を回復させる。</li> <li>ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。</li> </ul>	② 全交流動力電源喪失	同上	<ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後速やかに検知できる。</li> <li>仮に事象発生後24時間後に代替格納容器スプレイポンプを起動させたとし、その間の蒸発量を考慮してもキャビティの保有水量は600m<sup>3</sup>以上確保されている。</li> <li>ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。</li> </ul>	③ 原子炉冷却材の流出	<ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後約2分後に余熱除去ポンプがトリップする。</li> <li>炉心水位は低下するが約22分で充てんポンプによる炉心注水を実施し、水位は回復する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後約10分後に流出箇所を特定できる。</li> <li>事象発生後約20分後に流出停止した場合、その間の流出量を考慮してもキャビティの保有水量は800m<sup>3</sup>以上確保されている。</li> <li>ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。（図3）</li> </ul>	
	ミッドループ運転	キャビティ満水 (モード外を除く)																								
① 余熱除去システムの機能喪失事象	<ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後速やかに検知できる。</li> <li>炉心水位は低下し、事象発生後60分、100分、140分で蓄圧タンク注入、141分で恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注入を実施する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後速やかに検知できる。</li> <li>待機状態のRHRを運転させることで、有意な水位低下は発生しない。</li> <li>ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注入等の運転操作が不要である。</li> </ul>																								
② 全交流動力電源喪失	同上	<ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後速やかに検知できる。</li> <li>仮に事象発生後24時間後にRHRポンプを起動させたとし、その間の蒸散量を考慮してもキャビティの保有水量は700m<sup>3</sup>以上確保されている。</li> <li>ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注入等の運転操作が不要である。</li> </ul>																								
③ 原子炉冷却材の流出	<p>事象発生後約3分後にRHRポンプがトリップする。炉心水位は低下するが約23分後に充てんポンプによる炉心注入を実施し、水位は回復する。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後約10分後に流出箇所を特定できる。</li> <li>事象発生後約30分後に流出停止した場合、その間の流出量を考慮してもキャビティの保有水量は900m<sup>3</sup>以上確保されている。</li> <li>ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注入等の運転操作が不要である。（図3）</li> </ul>																								
	ミッドループ運転	キャビティ満水 (モード外を除く)																								
① 余熱除去システムの機能喪失事象	<ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後速やかに検知できる。</li> <li>炉心水位は低下し、事象発生後60分で代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後速やかに検知できる。</li> <li>待機状態のRHRを運転させることで、有意な水位低下は発生しない</li> <li>代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水を実施し、蒸発により低下した水位を回復させる。</li> <li>ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。</li> </ul>																								
② 全交流動力電源喪失	同上	<ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後速やかに検知できる。</li> <li>仮に事象発生後24時間後に代替格納容器スプレイポンプを起動させたとし、その間の蒸発量を考慮してもキャビティの保有水量は600m<sup>3</sup>以上確保されている。</li> <li>ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。</li> </ul>																								
③ 原子炉冷却材の流出	<ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後約2分後に余熱除去ポンプがトリップする。</li> <li>炉心水位は低下するが約22分で充てんポンプによる炉心注水を実施し、水位は回復する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>事象発生後約10分後に流出箇所を特定できる。</li> <li>事象発生後約20分後に流出停止した場合、その間の流出量を考慮してもキャビティの保有水量は800m<sup>3</sup>以上確保されている。</li> <li>ミッドループ運転状態の場合に必要な炉心注水等の運転操作が不要である。（図3）</li> </ul>																								
<p>(注) ミッドループ運転状態とキャビティ満水状態において運転操作のために確保されている総要員数は同じ。</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）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.11 キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(2) 格納容器への影響</p> <p>事象発生後、キャビティ水の蒸散により格納容器圧力・温度が上昇傾向になったとしても、ミッドループ運転状態と同様に最終ヒートシンクとなる機器（大容量ポンプ及び格納容器再循環ユニット）を機能要求していることから、格納容器内自然対流冷却による格納容器の除熱を維持できる。</p> <p>4. まとめ</p> <p>3. 項で示したとおり、キャビティ満水状態においては、事象発生後、十分な時間余裕を有しており、さらに、運転操作の観点でも、ミッドループ運転状態の方が必要な操作が多いことから、ミッドループ運転状態を対象として有効性評価を実施している。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>(2) 原子炉格納容器への影響</p> <p>事象発生後、キャビティ水の蒸発により原子炉格納容器圧力及び温度が上昇傾向になったとしても、ミッドループ運転状態と同様に最終ヒートシンクとなる機器（可搬型大型送水ポンプ車及び格納容器再循環ユニット）を機能要求していることから、格納容器内自然対流冷却による原子炉格納容器の除熱を維持できる。</p> <p>4. まとめ</p> <p>3. 項で示したとおり、キャビティ満水状態においては、事象発生後、十分な時間余裕を有しており、さらに、運転操作の観点でも、ミッドループ運転状態の方が必要な操作が多いことから、ミッドループ運転状態を対象として有効性評価を実施している。</p> <p style="text-align: right;">以上</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）

7.4.1. 崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）（添付資料 7.4.1.11 キャビティ満水時における事故影響の緩和手段について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図1 重大事故対策概要図（崩壊熱除去機能喪失、原子炉冷却材の流出の場合）</p>	<p>図1 重大事故対策概要図（崩壊熱除去機能喪失、原子炉冷却材の流出の場合）</p>	
<p>図2 重大事故対策概要図（全交流動力電源喪失の場合）</p>	<p>図2 重大事故対策概要図（全交流動力電源喪失の場合）</p>	