

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉									東海第二発電所								
第 6.7-1 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧 （運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）（1/3）									第 1.7-1 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧 （運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）（1/3）								
分類	評価事象	高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失	崩壊熱除去機能喪失	原子炉停止機能喪失	LOCA 時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）	評価事象	高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失	崩壊熱除去機能喪失	原子炉停止機能喪失	LOCA 時注水機能喪失	格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）	津波浸水による最終ヒートシンク喪失
		燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度		燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力 格納容器圧力及 び温度												
炉心（核）	物理現象																
	核分裂出力	—	—	—	—	○	—	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—
	出力分布変化	—	—	—	—	—	○	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—
	反応度フィードバック効果	—	—	—	—	○	—	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—
	制御棒反応度効果	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
炉心（燃料）	崩壊熱	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○*	○	○	○
	三次元効果	—	—	—	—	○*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	燃料棒内温度変化	—	—	—	—	○	—	—	—	—	—	—	—	○	—	—	—
	燃料棒表面熱伝達	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
	沸騰遷移	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
炉心（熱流動）	燃料被覆管酸化	○	○	○	○	—	○	○	○	○	○	○	○	—	○	○	○
	燃料被覆管変形	○	○	○	○	—	○	○	○	○	○	○	○	—	○	○	○
	三次元効果	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	沸騰・ポイド率変化	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
	気液分離（水位変化）・対向流	○	○	○	○	—	○	○	○	○	○	○	○	—	○	○	○
備考	気液熱非平衡	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	—	○	○	○
	圧力損失	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	三次元効果	○	○	○	○	○*	○	○	○	○	○	○	○	○*	○	○	○
	○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象）	—：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象															
	※1 三次元効果の模擬は、REDY/SCAT コード体系では困難であるため、米国において中性子束振動の評価実績のある原子炉過渡解析コード（TRACG）を使用して、参考的に解析して影響を確認している。																

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉

第6.7-1表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故) (2/3)

分類	評価指標	高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失	崩壊熱除去機能喪失	原子炉停止機能喪失	LOCA 時注水機能喪失	格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)
		燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度						
物理現象								
原子炉圧力容器 (逃がし安全弁含む)	冷却材流量変化	-	-	-	-	○	-	-
	冷却材放出 (臨界流・差圧流)	○	○	○	○	○	○	○
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	○	○	○	○	-	○	○
	気液分離 (水位変化)・対向流	○	○	○	○	-	○	○
	気液熱非平衡	-	-	-	-	-	-	-
	圧力損失	-	-	-	-	-	-	-
	構造材との熱伝達	-	-	-	-	-	-	-
	ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む)	○	○	○	○	○	○	○
	ほう酸水の拡散	-	-	-	-	○	-	-
	三次元効果	-	-	-	-	-	-	-

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象） -：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

東海第二発電所

第1.7-1表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
(運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故) (2/3)

分類	評価指標	高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失	崩壊熱除去機能喪失	原子炉停止機能喪失	LOCA時注水機能喪失	格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	津波浸水による最終ヒートシンク喪失
		燃料被覆管温度 原子炉圧力 格納容器圧力 及び温度	燃料被覆管温度 原子炉圧力						
物理現象									
原子炉圧力容器 (逃がし安全弁含む)	冷却材流量変化	-	-	-	-	○	-	-	-
	冷却材放出 (臨界流・差圧流)	○	○	○	○	○	○	○	○
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	○	○	○	○	-	○	○	○
	気液分離 (水位変化)・対向流	○	○	○	○	-	○	○	○
	気液熱非平衡	-	-	-	-	-	-	-	-
	圧力損失	-	-	-	-	-	-	-	-
	構造材との熱伝達	-	-	-	-	-	-	-	-
	ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む)	○	○	○	○	○	○	○	○
	ほう酸水の拡散	-	-	-	-	○	-	-	-
	三次元効果	-	-	-	-	-	-	-	-

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象） -：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉									東海第二発電所																																																																																																																																																																																																																											
<p>第 6.7-1 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧 (運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故) (3/3)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">分類</th> <th rowspan="2">評価事象</th> <th rowspan="2">評価指標</th> <th>高圧・低圧注水機能喪失</th> <th>高圧注水・減圧機能喪失</th> <th>全交流動力電源喪失</th> <th>崩壊熱除去機能喪失</th> <th>原子炉停止機能喪失</th> <th>LOCA 時注水機能喪失</th> <th>格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)</th> </tr> <tr> <th>燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度</th> <th>燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度</th> <th>燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度</th> <th>燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度</th> <th>燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度</th> <th>燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度</th> <th>燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度</th> <th>燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="8">原子炉格納容器</td> <td>物理現象</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>冷却材放出</td> <td></td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>○^{※2}</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>格納容器各領域間の流動</td> <td></td> <td>○</td> <td>○</td> <td>○</td> <td>○</td> <td>—</td> <td>○</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>サブプレッション・プール冷却</td> <td></td> <td>—</td> <td>○</td> <td>○</td> <td>○^{※1}</td> <td>○</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>気液界面の熱伝達</td> <td></td> <td>○</td> <td>○</td> <td>○</td> <td>○</td> <td>—</td> <td>○</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>構造材との熱伝達及び内部熱伝導</td> <td></td> <td>○</td> <td>○</td> <td>○</td> <td>○</td> <td>—</td> <td>○</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>スプレイ冷却</td> <td></td> <td>○</td> <td>—</td> <td>○</td> <td>○</td> <td>—</td> <td>○</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>放射線水分解等による水素ガス・酸素ガス発生</td> <td></td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>格納容器ベント</td> <td></td> <td>○</td> <td>—</td> <td>○</td> <td>○^{※1}</td> <td>—</td> <td>○</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table> <p>○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象） —：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象 ※1 評価事象「崩壊熱除去機能喪失」の有効性評価では、「取水機能が喪失した場合」と「残留熱除去系が故障した場合」について有効性を確認しており、取水機能が喪失した場合にはサブプレッション・プール冷却が、残留熱除去系が故障した場合には格納容器ベントがそれぞれ重要現象となる。 ※2 第 6.7-1 表 (2/3) の「冷却材放出（臨界流・差圧流）」と同一の物理現象</p>									分類	評価事象	評価指標	高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失	崩壊熱除去機能喪失	原子炉停止機能喪失	LOCA 時注水機能喪失	格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	原子炉格納容器	物理現象									冷却材放出		—	—	—	—	○ ^{※2}	—	—	格納容器各領域間の流動		○	○	○	○	—	○	—	サブプレッション・プール冷却		—	○	○	○ ^{※1}	○	—	—	気液界面の熱伝達		○	○	○	○	—	○	—	構造材との熱伝達及び内部熱伝導		○	○	○	○	—	○	—	スプレイ冷却		○	—	○	○	—	○	—	放射線水分解等による水素ガス・酸素ガス発生		—	—	—	—	—	—	—	格納容器ベント		○	—	○	○ ^{※1}	—	○	—	<p>第 1.7-1 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧 (運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故) (3/3)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">分類</th> <th rowspan="2">評価事象</th> <th rowspan="2">評価指標</th> <th>高圧・低圧注水機能喪失</th> <th>高圧注水・減圧機能喪失</th> <th>全交流動力電源喪失</th> <th>崩壊熱除去機能喪失</th> <th>原子炉停止機能喪失</th> <th>LOCA 時注水機能喪失</th> <th>格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)</th> <th>津波浸水による最終ヒートシンク喪失</th> </tr> <tr> <th>燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度</th> <th>燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度</th> <th>燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度</th> <th>燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度</th> <th>燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度</th> <th>燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度</th> <th>燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度</th> <th>燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度</th> <th>燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="8">格納容器</td> <td>物理現象</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>冷却材放出</td> <td></td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>○^{※2}</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>格納容器各領域間の流動</td> <td></td> <td>○</td> <td>○</td> <td>○</td> <td>○</td> <td>—</td> <td>○</td> <td>—</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>サブプレッション・プール冷却</td> <td></td> <td>—</td> <td>○</td> <td>○</td> <td>○^{※1}</td> <td>○</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>気液界面の熱伝達</td> <td></td> <td>○</td> <td>○</td> <td>○</td> <td>○</td> <td>—</td> <td>○</td> <td>—</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>構造材との熱伝達及び内部熱伝導</td> <td></td> <td>○</td> <td>○</td> <td>○</td> <td>○</td> <td>—</td> <td>○</td> <td>—</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>スプレイ冷却</td> <td></td> <td>○</td> <td>—</td> <td>○</td> <td>○</td> <td>—</td> <td>○</td> <td>—</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>放射線水分解等による水素・酸素発生</td> <td></td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>格納容器ベント</td> <td></td> <td>○</td> <td>—</td> <td>—</td> <td>○^{※1}</td> <td>—</td> <td>○</td> <td>—</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table> <p>○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象） —：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象 ※1 評価事象「崩壊熱除去機能喪失」の有効性評価では、「取水機能が喪失した場合」と「残留熱除去系が故障した場合」について有効性を確認しており、取水機能が喪失した場合にはサブプレッション・プール冷却が、残留熱除去系が故障した場合には格納容器ベントがそれぞれ重要現象となる。 ※2 第 1.7-1 表 (2/3) の「冷却材放出（臨界流・差圧流）」と同一の物理現象</p>									分類	評価事象	評価指標	高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失	崩壊熱除去機能喪失	原子炉停止機能喪失	LOCA 時注水機能喪失	格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	津波浸水による最終ヒートシンク喪失	燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度	格納容器	物理現象										冷却材放出		—	—	—	—	○ ^{※2}	—	—	—	格納容器各領域間の流動		○	○	○	○	—	○	—	○	サブプレッション・プール冷却		—	○	○	○ ^{※1}	○	—	—	○	気液界面の熱伝達		○	○	○	○	—	○	—	○	構造材との熱伝達及び内部熱伝導		○	○	○	○	—	○	—	○	スプレイ冷却		○	—	○	○	—	○	—	○	放射線水分解等による水素・酸素発生		—	—	—	—	—	—	—	—	格納容器ベント		○	—	—	○ ^{※1}	—	○	—	—															
分類	評価事象	評価指標	高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失	崩壊熱除去機能喪失	原子炉停止機能喪失	LOCA 時注水機能喪失				格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)																																																																																																																																																																																																																								
			燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度																																																																																																																																																																																																																																	
原子炉格納容器	物理現象																																																																																																																																																																																																																																			
	冷却材放出		—	—	—	—	○ ^{※2}	—	—																																																																																																																																																																																																																											
	格納容器各領域間の流動		○	○	○	○	—	○	—																																																																																																																																																																																																																											
	サブプレッション・プール冷却		—	○	○	○ ^{※1}	○	—	—																																																																																																																																																																																																																											
	気液界面の熱伝達		○	○	○	○	—	○	—																																																																																																																																																																																																																											
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導		○	○	○	○	—	○	—																																																																																																																																																																																																																											
	スプレイ冷却		○	—	○	○	—	○	—																																																																																																																																																																																																																											
	放射線水分解等による水素ガス・酸素ガス発生		—	—	—	—	—	—	—																																																																																																																																																																																																																											
格納容器ベント		○	—	○	○ ^{※1}	—	○	—																																																																																																																																																																																																																												
分類	評価事象	評価指標	高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失	崩壊熱除去機能喪失	原子炉停止機能喪失	LOCA 時注水機能喪失	格納容器バイパス (インターフェイスシステム LOCA)	津波浸水による最終ヒートシンク喪失																																																																																																																																																																																																																										
			燃料被覆管温度 原子炉圧力 原子炉格納容器 圧力及び温度																																																																																																																																																																																																																																	
格納容器	物理現象																																																																																																																																																																																																																																			
	冷却材放出		—	—	—	—	○ ^{※2}	—	—	—																																																																																																																																																																																																																										
	格納容器各領域間の流動		○	○	○	○	—	○	—	○																																																																																																																																																																																																																										
	サブプレッション・プール冷却		—	○	○	○ ^{※1}	○	—	—	○																																																																																																																																																																																																																										
	気液界面の熱伝達		○	○	○	○	—	○	—	○																																																																																																																																																																																																																										
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導		○	○	○	○	—	○	—	○																																																																																																																																																																																																																										
	スプレイ冷却		○	—	○	○	—	○	—	○																																																																																																																																																																																																																										
	放射線水分解等による水素・酸素発生		—	—	—	—	—	—	—	—																																																																																																																																																																																																																										
格納容器ベント		○	—	—	○ ^{※1}	—	○	—	—																																																																																																																																																																																																																											
備考																																																																																																																																																																																																																																				

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉							東海第二発電所						
第 6.7-2 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧 (運転中の原子炉における重大事故) (1/5)							第 1.7-2 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧 (運転中の原子炉における重大事故) (1/5)						
分類	評価事象	評価指標		水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	溶融炉心・コンクリート相互作用	分類	評価事象	評価指標		水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	
		炉心(核)	炉心(燃料)						炉心(核)	炉心(燃料)			
		炉内気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)	格納容器炉内気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	酸素濃度	コンクリート侵食量			格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量
物理現象	核分裂出力	—	—	—	—	—	核分裂出力	—	—	—	—	—	—
	出力分布変化	—	—	—	—	—	出力分布変化	—	—	—	—	—	—
	反応度フィードバック効果	—	—	—	—	—	反応度フィードバック効果	—	—	—	—	—	—
	制御棒反応度効果	—	—	—	—	—	制御棒反応度効果	—	—	—	—	—	—
	崩壊熱	○	○	○	○	○	崩壊熱	○	○	○	○	○	○
	三次元効果	—	—	—	—	—	三次元効果	—	—	—	—	—	—
	燃料棒内温度変化	○	○	○	○	○	燃料棒内温度変化	○	○	○	○	○	○
	燃料棒表面熱伝達	○	○	○	○	○	燃料棒表面熱伝達	○	○	○	○	○	○
	沸騰遷移	—	—	—	—	—	沸騰遷移	—	—	—	—	—	—
	燃料被覆管酸化	○	○	○	○	○	燃料被覆管酸化	○	○	○	○	○	○
	燃料被覆管変形	○	○	○	○	○	燃料被覆管変形	○	○	○	○	○	○
	三次元効果	—	—	—	—	—	三次元効果	—	—	—	—	—	—
	沸騰・ボイド率変化	○	○	○	○	○	沸騰・ボイド率変化	○	○	○	○	○	○
	気液分離(水位変化)・対向流	○	○	○	○	○	気液分離(水位変化)・対向流	○	○	○	○	○	○
	気液熱非平衡	—	—	—	—	—	気液熱非平衡	—	—	—	—	—	—
	圧力損失	—	—	—	—	—	圧力損失	—	—	—	—	—	—
	三次元効果	—	—	—	—	—	三次元効果	—	—	—	—	—	—

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象(重要現象) —：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉

第 6.7-2 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
(運転中の原子炉における重大事故) (2/5)

分類	評価指標	蒸気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)	高圧溶融物放出/格納容器蒸気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用
		原子炉格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	原子炉格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量
原子炉圧力容器(逃がし安全弁含む)	物理現象					
	冷却材流量変化	-	-	-	-	-
	冷却材放出(臨界流・差圧流)	-	○	-	-	-
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	-	-	-	-	-
	気液分離・対向流	-	-	-	-	-
	気液熱非平衡	-	-	-	-	-
	圧力損失	-	-	-	-	-
	構造材との熱伝達	-	-	-	-	-
	ECCS 注水(給水系・代替注水設備含む)	○	-	-	○	-*
	ほう酸水の拡散	-	-	-	-	-
三次元効果	-	-	-	-	-	

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象） -：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象
 ※1 評価事象「溶融炉心・コンクリート相互作用」の有効性評価の評価事故シナリオにおいては、ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）を実施せず、その有効性を確認していることから、当該の事故シナリオにおいては、ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）は重要現象とならない。

東海第二発電所

第 1.7-2 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧
(運転中の原子炉における重大事故) (2/5)

分類	評価指標	蒸気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)	高圧溶融物放出/格納容器蒸気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用
		格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量
原子炉圧力容器(逃がし安全弁含む)	物理現象					
	冷却材流量変化	-	-	-	-	-
	冷却材放出(臨界流・差圧流)	-	○	-	-	-
	沸騰・凝縮・ボイド率変化	-	-	-	-	-
	気液分離(水位変化)・対向流	-	-	-	-	-
	気液熱非平衡	-	-	-	-	-
	圧力損失	-	-	-	-	-
	構造材との熱伝達	-	-	-	-	-
	ECCS 注水(給水系・代替注水設備含む)	○	-	-	○	-*
	ほう酸水の拡散	-	-	-	-	-
三次元効果	-	-	-	-	-	

○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象） -：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象
 ※ 評価事象「溶融炉心・コンクリート相互作用」の有効性評価においては、ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）を実施せず、その有効性を確認していることから、当該の事故シナリオについては、ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）は重要現象とならない。

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉						東海第二発電所						
第 6.7-2 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧 (運転中の原子炉における重大事故) (3/5)						第 1.7-2 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧 (運転中の原子炉における重大事故) (3/5)						
分類	評価事象	評価指標	評価事象	評価指標	評価事象	分類	評価事象	評価指標	評価事象	評価指標	評価事象	
		原子炉格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	原子炉格納容器圧力	酸素濃度			格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量
原子炉格納容器	物理現象	—	—	—	—	格納容器	物理現象	—	—	—	—	
	冷却材放出	○	—	—	○		—	冷却材放出	—	—	—	—
	格納容器各領域間の流動	○	—	○	○		—	格納容器各領域間の流動	○	—	○	—
	サブプレッション・プール冷却	○*1	—	—	○		—	サブプレッション・プール冷却	○*1	—	○	—
	気液界面の熱伝達	○	—	—	—		—	気液界面の熱伝達	○	—	—	—
	構造材との熱伝達及び内部熱伝導	○	—	—	—		—	構造材との熱伝達及び内部熱伝導	○	—	—	—
	スプレイ冷却	○	—	—	○		—	スプレイ冷却	○	—	○	—
	放射線水分解等による水素ガス・酸素ガス発生	○*2	—	—	○*2		—	放射線水分解等による水素・酸素発生	○*2	—	○*2	—
格納容器ベント	○*1	—	—	—	—*3	—	格納容器ベント	○*1	—	—*3	—	
○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象） ー：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象 ※1 評価事象「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の有効性評価においては、「代替循環冷却系を使用する場合」と「代替循環冷却系を使用しない場合」の有効性を確認しており、代替循環冷却系を使用する場合はサブプレッション・プール冷却が、代替循環冷却系を使用しない場合は格納容器ベントがそれぞれ重要現象となる。 ※2 物理現象「放射線水分解等による水素ガス・酸素ガス発生」の評価指標への影響については、評価事象「水素燃焼」において、解析条件の不確かさとして整理し、評価指標への影響を確認する。 ※3 評価事象「水素燃焼」の有効性評価の評価事故シナリオにおいては、格納容器ベントを実施せず、その有効性を確認していることから、当該事故シナリオにおいては、格納容器ベントは重要現象とならない。						○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象） ー：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象 ※1 評価事象「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の有効性評価においては、「代替循環冷却系を使用する場合」と「代替循環冷却系を使用できない場合は格納容器ベントがそれぞれ重要現象となる」の有効性を確認しており、代替循環冷却系を使用する場合はサブプレッション・プール冷却が、代替循環冷却系を使用できない場合は格納容器ベントがそれぞれ重要現象となる。 ※2 物理現象「放射線水分解による水素・酸素発生」の評価指標への影響については、評価事象「水素燃焼」において、解析条件の不確かさとして整理し、評価指標への影響を確認する。 ※3 評価事象「水素燃焼」の有効性評価の評価事故シナリオにおいては、格納容器ベントを実施せず、その有効性を確認していることから、当該事故シナリオにおいては、格納容器ベントは重要現象とならない。						
備考												

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉						東海第二発電所					
第 6.7-2 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧 (運転中の原子炉における重大事故) (4/5)						第 1.7-2 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧 (運転中の原子炉における重大事故) (4/5)					
		評価指標	評価指標	評価指標	評価指標			評価指標	評価指標	評価指標	評価指標
分類	物理現象	原子炉格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	原子炉格納容器圧力	酸素濃度	原子炉格納容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	原子炉格納容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用
原子炉圧力容器 (炉心損傷後)	リロケーション	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
	原子炉圧力容器内 FCI (溶融炉心細粒化)	-	○	-	-	-	-	-	-	-	-
	原子炉圧力容器内 FCI (デブリ粒子熱伝達)	-	○	-	-	-	-	-	-	-	-
	溶融炉心の再臨界	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	構造材との熱伝達	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
	下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達	○ ^{*1}	○	-	-	-	-	○	-	-	○
	原子炉圧力容器破損	○ ^{*1}	○	-	-	○ ^{*1}	○	○	-	○ ^{*1}	○
	放射線水分解等による水素ガス・酸素ガス発生	○ ^{*2}	-	-	-	○ ^{*2}	○	-	-	○ ^{*2}	-
原子炉圧力容器内 FP 挙動	○	-	-	-	-	○	-	-	○	○	
○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象） -：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象 ※1 評価事象「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の有効性評価では、当該物理現象の発生に至らないが、当該物理現象による評価指標への影響については、評価事象「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の有効性評価の中で確認できる。 ※2 物理現象「放射線水分解等による水素ガス・酸素ガス発生」の評価指標への影響については、評価事象「水素燃焼」において、解析条件の不確かさとして整理し、評価指標への影響を確認する。						○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象） -：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象 ※1 評価事象「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の有効性評価では、当該物理現象の発生に至らないが、当該物理現象による評価指標への影響については、評価事象「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」「溶融炉心・コンクリート相互作用」の有効性評価の中で確認できる。 ※2 物理現象「放射線水分解等による水素・酸素発生」の評価指標への影響については、評価事象「水素燃焼」において、解析条件の不確かさとして整理し、評価指標への影響を確認する。					
備考											

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉							東海第二発電所							
第 6.7-2 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧 (運転中の原子炉における重大事故) (5/5)							第 1.7-2 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧 (運転中の原子炉における重大事故) (5/5)							
	評価事象	雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用		評価事象	雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)	高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱	原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	
分類	評価指標	原子炉格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	原子炉格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量	分類	評価指標	格納容器圧力及び温度	原子炉圧力	格納容器圧力	酸素濃度	コンクリート侵食量	
原子炉格納容器 (炉心損傷後)	物理現象						格納容器 (炉心損傷後)	物理現象						
	原子炉圧力容器破損後の高圧溶融炉心放出	-	-	-	-	-		原子炉圧力容器破損後の高圧溶融炉心放出	-	-	-	-	-	-
	格納容器雰囲気直接加熱	-	-	-	-	-		格納容器雰囲気直接加熱	-	-	-	-	-	-
	格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり	-	-	-	-	○		格納容器下部床面での溶融炉心の拡がり	-	-	-	-	-	○
	内部構造物の溶融、破損	-	-	-	-	-		内部構造物の溶融、破損	-	-	-	-	-	-
	原子炉圧力容器外 FCI (溶融炉心細粒化)	○ ^{※1}	-	○	-	○		原子炉圧力容器外 FCI (溶融炉心細粒化)	○*	-	○	-	○	○
	原子炉圧力容器外 FCI (デブリ粒子熱伝達)	○ ^{※1}	-	○	-	○		原子炉圧力容器外 FCI (デブリ粒子熱伝達)	○*	-	○	-	-	○
	格納容器直接接触	-	-	-	-	-		格納容器直接接触	-	-	-	-	-	-
	溶融炉心と格納容器下部プール水との伝熱	○ ^{※1}	-	-	-	○		溶融炉心と格納容器下部プール水との伝熱	○*	-	-	-	-	○
	溶融炉心とコンクリートの伝熱	○ ^{※1}	-	-	-	○		溶融炉心とコンクリートの伝熱	○*	-	-	-	-	○
	コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生	○ ^{※1}	-	-	-	○ ^{※1}		コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生	○*	-	-	○*	-	○
溶融炉心の再臨界	-	-	-	-	-	溶融炉心の再臨界	-	-	-	-	-	-		
原子炉格納容器内 FP 挙動	○	-	-	-	○	原子炉格納容器内 FP 挙動	○	-	-	-	○	-		
○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象） -：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象 ※1 評価事象「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の有効性評価では、当該物理現象の発生に至らないが、当該物理現象による評価指標への影響については、評価事象「溶融炉心・コンクリート相互作用」の有効性評価の中で確認できる。							○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象） -：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象 ※ 評価事象「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」及び「水素燃焼」の有効性評価では、当該物理現象の発生に至らないが、当該物理現象による評価指標への影響については、評価事象「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」「溶融炉心・コンクリート相互作用」の有効性評価の中で確認できる。							
備考														

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（基本的考え方）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所																																																																																																																																																																																								
<p>第 6.7-3 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧 (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> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">分類</th> <th colspan="2">評価事象</th> <th>反応度の誤投入</th> </tr> <tr> <th>物理現象</th> <th>評価指標</th> <th>燃料エンタルピー</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="6">炉心（核）</td> <td>核分裂出力</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>出力分布変化</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>反応度フィードバック効果</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>制御棒反応度効果</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>崩壊熱</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>三次元効果</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td rowspan="6">炉心（燃料）</td> <td>燃料棒内温度変化</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>燃料棒表面熱伝達</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>沸騰遷移</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管酸化</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管変形</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>三次元効果</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">炉心（熱流動）</td> <td>沸騰・ボイド率変化</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>気液分離（水位変化）・対向流</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>気液熱非平衡</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>圧力損失</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>三次元効果</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td rowspan="10">原子炉圧力容器（逃がし安全弁含む）</td> <td>冷却材流量変化</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>冷却材放出（臨界流・差圧流）</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>沸騰・凝縮・ボイド率変化</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>気液分離（水位変化）・対向流</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>気液熱非平衡</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>圧力損失</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>構造材との熱伝達</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>ほう酸水の拡散</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>三次元効果</td> <td></td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table> <p>○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象） -：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象</p>	分類	評価事象		反応度の誤投入	物理現象	評価指標	燃料エンタルピー	炉心（核）	核分裂出力		○	出力分布変化		○	反応度フィードバック効果		○	制御棒反応度効果		○	崩壊熱		-	三次元効果		-	炉心（燃料）	燃料棒内温度変化		○	燃料棒表面熱伝達		○	沸騰遷移		○	燃料被覆管酸化		-	燃料被覆管変形		-	三次元効果		-	炉心（熱流動）	沸騰・ボイド率変化		-	気液分離（水位変化）・対向流		-	気液熱非平衡		-	圧力損失		-	三次元効果		-	原子炉圧力容器（逃がし安全弁含む）	冷却材流量変化		-	冷却材放出（臨界流・差圧流）		-	沸騰・凝縮・ボイド率変化		-	気液分離（水位変化）・対向流		-	気液熱非平衡		-	圧力損失		-	構造材との熱伝達		-	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）		-	ほう酸水の拡散		-	三次元効果		-	<p>第 1.7-3 表 評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧 (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> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">分類</th> <th colspan="2">評価事象</th> <th>反応度の誤投入</th> </tr> <tr> <th>物理現象</th> <th>評価指標</th> <th>燃料エンタルピー</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="6">炉心（核）</td> <td>核分裂出力</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>出力分布変化</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>反応度フィードバック効果</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>制御棒反応度効果</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>崩壊熱</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>三次元効果</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td rowspan="6">炉心（燃料）</td> <td>燃料棒内温度変化</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>燃料棒表面熱伝達</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>沸騰遷移</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管酸化</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管変形</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>三次元効果</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">炉心（熱流動）</td> <td>沸騰・ボイド率変化</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>気液分離（水位変化）・対向流</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>気液熱非平衡</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>圧力損失</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>三次元効果</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td rowspan="10">原子炉圧力容器（逃がし安全弁含む）</td> <td>冷却材流量変化</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>冷却材放出（臨界流・差圧流）</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>沸騰・凝縮・ボイド率変化</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>気液分離（水位変化）・対向流</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>気液熱非平衡</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>圧力損失</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>構造材との熱伝達</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>ほう酸水の拡散</td> <td></td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>三次元効果</td> <td></td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table> <p>○：評価項目となるパラメータに有意な影響を与える現象（重要現象） -：評価項目となるパラメータに有意な影響を与えない現象</p>	分類	評価事象		反応度の誤投入	物理現象	評価指標	燃料エンタルピー	炉心（核）	核分裂出力		○	出力分布変化		○	反応度フィードバック効果		○	制御棒反応度効果		○	崩壊熱		-	三次元効果		-	炉心（燃料）	燃料棒内温度変化		○	燃料棒表面熱伝達		○	沸騰遷移		○	燃料被覆管酸化		-	燃料被覆管変形		-	三次元効果		-	炉心（熱流動）	沸騰・ボイド率変化		-	気液分離（水位変化）・対向流		-	気液熱非平衡		-	圧力損失		-	三次元効果		-	原子炉圧力容器（逃がし安全弁含む）	冷却材流量変化		-	冷却材放出（臨界流・差圧流）		-	沸騰・凝縮・ボイド率変化		-	気液分離（水位変化）・対向流		-	気液熱非平衡		-	圧力損失		-	構造材との熱伝達		-	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）		-	ほう酸水の拡散		-	三次元効果		-
分類		評価事象		反応度の誤投入																																																																																																																																																																																					
	物理現象	評価指標	燃料エンタルピー																																																																																																																																																																																						
炉心（核）	核分裂出力		○																																																																																																																																																																																						
	出力分布変化		○																																																																																																																																																																																						
	反応度フィードバック効果		○																																																																																																																																																																																						
	制御棒反応度効果		○																																																																																																																																																																																						
	崩壊熱		-																																																																																																																																																																																						
	三次元効果		-																																																																																																																																																																																						
炉心（燃料）	燃料棒内温度変化		○																																																																																																																																																																																						
	燃料棒表面熱伝達		○																																																																																																																																																																																						
	沸騰遷移		○																																																																																																																																																																																						
	燃料被覆管酸化		-																																																																																																																																																																																						
	燃料被覆管変形		-																																																																																																																																																																																						
	三次元効果		-																																																																																																																																																																																						
炉心（熱流動）	沸騰・ボイド率変化		-																																																																																																																																																																																						
	気液分離（水位変化）・対向流		-																																																																																																																																																																																						
	気液熱非平衡		-																																																																																																																																																																																						
	圧力損失		-																																																																																																																																																																																						
	三次元効果		-																																																																																																																																																																																						
原子炉圧力容器（逃がし安全弁含む）	冷却材流量変化		-																																																																																																																																																																																						
	冷却材放出（臨界流・差圧流）		-																																																																																																																																																																																						
	沸騰・凝縮・ボイド率変化		-																																																																																																																																																																																						
	気液分離（水位変化）・対向流		-																																																																																																																																																																																						
	気液熱非平衡		-																																																																																																																																																																																						
	圧力損失		-																																																																																																																																																																																						
	構造材との熱伝達		-																																																																																																																																																																																						
	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）		-																																																																																																																																																																																						
	ほう酸水の拡散		-																																																																																																																																																																																						
	三次元効果		-																																																																																																																																																																																						
分類	評価事象		反応度の誤投入																																																																																																																																																																																						
	物理現象	評価指標	燃料エンタルピー																																																																																																																																																																																						
炉心（核）	核分裂出力		○																																																																																																																																																																																						
	出力分布変化		○																																																																																																																																																																																						
	反応度フィードバック効果		○																																																																																																																																																																																						
	制御棒反応度効果		○																																																																																																																																																																																						
	崩壊熱		-																																																																																																																																																																																						
	三次元効果		-																																																																																																																																																																																						
炉心（燃料）	燃料棒内温度変化		○																																																																																																																																																																																						
	燃料棒表面熱伝達		○																																																																																																																																																																																						
	沸騰遷移		○																																																																																																																																																																																						
	燃料被覆管酸化		-																																																																																																																																																																																						
	燃料被覆管変形		-																																																																																																																																																																																						
	三次元効果		-																																																																																																																																																																																						
炉心（熱流動）	沸騰・ボイド率変化		-																																																																																																																																																																																						
	気液分離（水位変化）・対向流		-																																																																																																																																																																																						
	気液熱非平衡		-																																																																																																																																																																																						
	圧力損失		-																																																																																																																																																																																						
	三次元効果		-																																																																																																																																																																																						
原子炉圧力容器（逃がし安全弁含む）	冷却材流量変化		-																																																																																																																																																																																						
	冷却材放出（臨界流・差圧流）		-																																																																																																																																																																																						
	沸騰・凝縮・ボイド率変化		-																																																																																																																																																																																						
	気液分離（水位変化）・対向流		-																																																																																																																																																																																						
	気液熱非平衡		-																																																																																																																																																																																						
	圧力損失		-																																																																																																																																																																																						
	構造材との熱伝達		-																																																																																																																																																																																						
	ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）		-																																																																																																																																																																																						
	ほう酸水の拡散		-																																																																																																																																																																																						
	三次元効果		-																																																																																																																																																																																						
備考																																																																																																																																																																																									

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.1 高圧・低圧注水機能喪失</p> <p>7.1.1.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」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、①「過渡事象＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」、②「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」、③「通常停止＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」、④「通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」、⑤「サポート系喪失＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」及び⑥「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCA を除く）の発生後、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することを想定する。このため、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、低圧注水機能喪失を想定することから、あわせて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉圧力容器内への高圧・低圧注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、高圧・低圧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。ここで、高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると、事象発生後、重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも、高圧注水に期待せず、原子炉を減圧し、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が、原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位がより早く低下することから、事故対応として厳しいと考えられる。このことから、本事故シーケンスグループにおいては、高圧注水機能に期待せず、原子炉の減圧後、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する対策の有効性を評価することとする。なお、高圧・低圧注水機能喪失が生じ、重大事故等対処設備の高圧注水機能のみに期待する事故シーケンスとしては、全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系喪失があり、「7.1.3.2 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋RCIC 失敗」において主に高圧代替注水系の有効性を確認している。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原</p>	<p>2.1 高圧・低圧注水機能喪失</p> <p>2.1.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」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「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」、②「過渡事象＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」、③「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」、④「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」、⑤「サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」及び⑥「サポート系喪失（自動停止）＋逃がし安全弁再閉鎖失敗＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCA を除く。）の発生後、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することを想定する。このため、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。また、低圧注水機能喪失を想定することから、併せて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉圧力容器内への高圧・低圧注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、高圧・低圧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。ここで、高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると、事象発生後、重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも、高圧注水に期待せず、原子炉を減圧し、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が、原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位がより早く低下することから、事故対応として厳しいと考えられる。このことから、本事故シーケンスグループにおいては、高圧注水機能に期待せず、原子炉の減圧後、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する対策の有効性を評価することとする。なお、高圧・低圧注水機能喪失が生じ、重大事故等対処設備の高圧注水機能に期待する事故シーケンスとしては、全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系喪失があり、「2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）」において主に高圧代替注水系の有効性を確認している。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>子炉格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁を開維持することで，低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また，原子炉格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段，格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 7.1.1-1 図から第 7.1.1-3 図に，手順の概要を第 7.1.1-4 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 7.1.1-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて，事象発生 10 時間までの 6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は，中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され，合計 24 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，当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任），当直副長 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，通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名，緊急時対策要員（現場）は 8 名である。</p> <p>また，事象発生 10 時間以降に追加に必要な要員は，フィルタ装置薬液補給作業を行うための参集要員 20 名である。必要な要員と作業項目について第 7.1.1-5 図に示す。</p> <p>なお，重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を重要事故シーケンスと比較し，必要な要員数を確認した結果，24 名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域モニタ等である。</p> <p>b. 高圧・低圧注水機能喪失確認</p> <p>原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，原子炉水位低（レベル 2）で原子</p>	<p>よる格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系（以下「格納容器圧力逃がし装置等」という。）による格納容器除熱を実施する。なお，代替循環冷却系による格納容器除熱も実施可能である。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」における機能喪失に対して，炉心が著しい損傷に至ることなく，かつ，十分な冷却を可能とするため，初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで，低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段，格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 2.1-1 図に，手順の概要を第 2.1-2 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操作手順の関係を第 2.1-1 表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて，事象発生 2 時間までの重大事故等対策に必要な要員は，災害対策要員（初動）18 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，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名及び運転操作対応を行う当直運転員 4 名である。発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う要員は 4 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は 8 名である。</p> <p>また，事象発生 2 時間以降に追加に必要な参集要員は，タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員 2 名及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作を行うための重大事故等対応要員 3 名である。必要な要員と作業項目について第 2.1-3 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，必要な要員数を確認した結果，18 名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は，平均出力領域計装等である。</p> <p>b. 高圧・低圧注水機能喪失確認</p> <p>原子炉スクラム後，原子炉水位は低下し続け，原子炉水位異常低下（レベル 2）</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>炉隔離時冷却系、原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系、原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。</p> <p>高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量指示等である。</p> <p>c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>高圧・低圧注水機能喪失を確認後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ 1 台を追加起動し、2 台運転とする。また、原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄弁）が開動作可能であることを確認する。低圧代替注水系（常設）のバイパス流防止系統構成のためにタービン建屋負荷遮断弁を全閉にする。</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 8 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>d. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</p> <p>逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）等である。原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。</p> <p>e. 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が 0.18MPa [gage] に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃ に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力及び復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）である。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作に</p>	<p>で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動及び手動起動に失敗する。その後、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動にも失敗し全て機能喪失していることを確認する。</p> <p>高圧・低圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量等である。</p> <p>c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>高圧・低圧注水機能喪失を確認後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を起動する。また、原子炉注水に必要な電動弁（残留熱除去系注入弁）が開動作可能であることを確認する。</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>d. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</p> <p>逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）等である。原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。</p> <p>e. 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 0.279MPa [gage] に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃ に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は、常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により同時に実施可能な設計としている。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用）等である。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>より代替格納容器スプレイ冷却系（常設）を停止し、原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。</p> <p>f. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として、原子炉格納容器一次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作により開する。</p> <p>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施しても、格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合、原子炉格納容器二次隔離弁を中央制御室からの遠隔操作によって中間開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力等である。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベル等である。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ・プール水位である。</p> <p>以降、炉心冷却は、低圧代替注水系（常設）による注水により継続的に行い、また、原子炉格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置等により継続的に行う。</p> <p>7.1.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 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</p>	<p>f. 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱の準備として、第一弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。</p> <p>サブプレッション・プール水位が、通常水位+6.5mに到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力は徐々に上昇する。格納容器圧力が0.31MPa [gage]に到達した場合、第二弁を中央制御室からの遠隔操作によって全開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ圧力等である。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）等である。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・プール水位である。</p> <p>以降、炉心冷却は、低圧代替注水系（常設）による注水により継続的に行い、また、格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置等により継続的に行う。</p> <p>2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 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</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉压力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER、シビアアクシデント総合解析コードMAAP、炉心ヒートアップ解析コードCHASTEにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度（以降、格納容器温度とは原子炉格納容器気相部の温度を指す。）等の過渡応答を求める。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心露出時間が長く、燃料被覆管の最高温度が高くなるため、輻射による影響が詳細に考慮されるCHASTEにより燃料被覆管の最高温度を詳細に評価する。</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、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.1.1-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系、低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できるものとする。</p> <p>外部電源がある場合、事象発生と同時に原子炉冷却材再循環ポンプ（以下「再循環ポンプ」という。）がトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早</p>	<p>評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果、原子炉压力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却及び格納容器ベントが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及びシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器雰囲気気温度等の過渡応答を求める。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、SAFERコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、燃料被覆管の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、輻射による影響が詳細に考慮されるCHASTEコードは使用しない。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.1-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できるものとする。</p> <p>外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早い場合、炉心冷却上厳しくなる。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>いため、炉心冷却上厳しくなる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p>(b) ATWS 緩和設備（代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能） ATWS 緩和設備（代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能）（以下「代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能」という。）は、原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位低（レベル3）信号により再循環ポンプ4台を自動停止し、原子炉水位低（レベル2）信号により残りの再循環ポンプ6台を自動停止するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（8個）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。</p> <p>(d) 低圧代替注水系（常設） 逃がし安全弁による原子炉減圧後に、最大300m³/hにて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。なお、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水は、格納容器スプレーと同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</p> <p>(e) 代替格納容器スプレー冷却系（常設） 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレー流量を考慮し、140m³/hにて原子炉格納容器内にスプレーする。なお、格納容器スプレーは、原子炉注水と同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにて実施する。</p> <p>(f) 格納容器圧力逃がし装置等 格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積</p>	<p>また、運転員等操作時間の評価においては、外部電源が使用できない場合についても考慮する。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p>(b) A T W S 緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能） A T W S 緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）は、原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位異常低下（レベル2）信号により再循環系ポンプ 2 台全 てを自動停止するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁（安全弁機能）にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能）（7個）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。</p> <p>(d) 低圧代替注水系（常設） 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に、最大378m³/hにて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。また、原子炉注水と格納容器スプレーを同時に実施する場合は、230m³/hにて原子炉へ注水する。</p> <p>(e) 代替格納容器スプレー冷却系（常設） 格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレー流量を考慮し、130m³/hにて格納容器内にスプレーする。</p> <p>(f) 格納容器圧力逃がし装置等 格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力0.31MPa [gage]における排出流量13.4kg/sに対して、第二弁を全開にて格納容器除熱を実施する。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>70%開※1) にて原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>※1 操作手順においては、原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積 70%相当で中間開操作するが、格納容器圧力の低下傾向を確認できない場合は、増開操作を実施する。なお、耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成は、高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断の時間を考慮して、事象発生から 10 分後に開始するものとし、操作時間は約 4 分間とする。</p> <p>(b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して、事象発生から約 14 分後に開始する。</p> <p>(c) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が 0.18MPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した後、格納容器ベント実施前に停止する。</p> <p>(d) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。</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圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※2、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 7.1.1-6 図から第 7.1.1-11 図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、高出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 7.1.1-12 図から第 7.1.1-17 図に、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第 7.1.1-18 図から第 7.1.1-21 図に示す。</p> <p>※2 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用</p>	<p>なお、耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室において、状況判断の時間、高圧・低圧注水機能喪失の確認時間及び低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して、事象発生から 25 分後に開始する。</p> <p>(b) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が 0.279MPa [gage] に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達した場合に停止する。</p> <p>(c) 格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合に実施する。</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圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.1-4 図から第 2.1-9 図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率、平均出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.1-10 図から第 2.1-15 図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第 2.1-16 図から第 2.1-19 図に示す。</p> <p>※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で、シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を、7号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムするが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し、原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系の起動に失敗し、原子炉水位低（レベル1）で残留熱除去系（低圧注水モード）の起動に失敗する。これにより、残留熱除去系（低圧注水モード）の吐出圧力が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。再循環ポンプについては、原子炉水位低（レベル3）で4台トリップし、原子炉水位低（レベル2）で残り6台がトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル1.5）で全閉する。事象発生から約14分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁8個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、有効燃料棒頂部を下回るが、低圧代替注水系（常設）による注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から約17時間経過した時点で実施する。</p> <p>なお、原子炉格納容器除熱時のサブプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置（約14m）及びベントライン（約17m）に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</p>	<p>炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムするが、原子炉水位異常低下（レベル2）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の起動に失敗し、その後、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の起動にも失敗する。これにより、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の吐出圧力が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。再循環系ポンプについては、原子炉水位異常低下（レベル2）で2台全てがトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位異常低下（レベル2）で全閉する。事象発生から25分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、燃料有効長頂部を下回るが、低圧代替注水系（常設）による注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を行う。格納容器除熱は、事象発生から約28時間経過した時点で実施する。</p> <p>なお、格納容器除熱時のサブプレッション・プール水位は、真空破壊装置（約15m）及びベントライン（約15m）に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第 7.1.1-12 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 874℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第 7.1.1-6 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 7.51MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 7.81MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa[gage]及び約 144℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>第 7.1.1-7 図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 17 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から格納容器圧力逃がし装置等の使用までの時間が本事象より短く放射性物質の減衰効果が少ない「7.1.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の実効線量の評価結果以下となり、5mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第 2.1-10 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 338℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、平均出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第 2.1-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 7.79MPa [gage] 以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 8.09MPa [gage] 以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa [gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa [gage] 及び約 143℃に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>第 2.1-5 図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 28 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント時の非居住区域境界及び敷地境界での実効線量の評価結果は、サブプレッション・プールでのスクラビングによる放射性物質の除染効果を見込まない厳しい評価としている「2.6 LOCA時注水機能喪失」のドライウェルベント時の実効線量の評価結果以下となり、5mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.1.1, 2.1.2, 2.6.2）</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>高圧・低圧注水機能喪失では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>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>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料棒被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料棒被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料棒被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料棒被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料棒被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし</p>	<p>2.1.3 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>高圧・低圧注水機能喪失では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料棒被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料棒被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料棒被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料棒被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料棒被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）は HDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を 1 割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る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>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.1.1-2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項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.1.3)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.1.3)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.1-2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項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サブプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したも</p>	<p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 33kW/m～約 41kW/m であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、サブプレッション・プール水位、格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下（レベル 2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機（以下「非常用ディーゼル発電機等」という。）並びに常設代替交流電源設備により電源が供給され、また、低圧代替注水系（常設）の起動操作時間は、外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.1.3)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 33kW/m～約 41kW/m であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応した</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>のとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の 6 要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は、解析上の操作開始時間として事象発生から約 14 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、高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、その後に行う原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があり、原子炉への注水開始時間</p>	<p>ものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、サプレッション・プール水位、格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下（レベル 2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環系ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備により電源が供給される。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 2.1.3)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の 6 要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は、解析上の操作開始時間として事象発生から 25 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間及び逃がし安全弁の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>も早まることから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.18MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、原子炉注水を優先するため、原子炉水位高（レベル 8）到達後に低圧代替注水系（常設）から代替格納容器スプレイ冷却系（常設）へ切り替えることとしており、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa [gage] 付近となるが、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、原子炉注水との切替え操作であるため、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約 17 時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、20 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結</p>	<p>状況判断から原子炉減圧操作までは一連の操作として実施し、同一の運転員による並列操作はなく、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、並列して実施する場合がある低圧代替注水系（常設）による原子炉注水とは同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約 28 時間後であり、格納容器ベントの準備操作はサブプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 75 分程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、並列して実施する場合がある操作とは同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.1.3)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>果よりも低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa [gage] 付近となるが、格納容器圧力の上昇は緩やかであり、格納容器スプレイの開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 20 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は 0.31MPa [gage] より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。</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>【以下、柏崎刈羽 6、7 号炉 LOCA 時注水機能喪失より該当箇所を引用】</p> <p>操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作については、操作開始時間の 5 分程度の時間遅れまでに低圧代替注水系（常設）による注水が開始できれば、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。また、格納容器ベント時の敷地境界線量は 1.4mSv であり、5mSv を下回る。操作開始時間 10 分程度の時間遅れでは、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足するが、格納容器ベント時の敷地境界線量は 5mSv を超える。この場合、格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）により炉心損傷の判断を行い、格納容器圧力 0.62MPa [gage] に至るまでに格納容器ベントすることとなることから、重大事故での対策の範囲となる。</p> <p>【引用ここまで】</p>	<p>解析結果よりも低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、約 75 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は 0.31MPa [gage] より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。</p> <p>(添付資料 2.1.3)</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>操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）については、高圧・低圧注水機能喪失及び給水流量の全喪失を想定することから安全機能の喪失状態が同じであり、原子炉減圧操作も同じ 25 分であるが、原子炉水位低下の観点では本重要事故シーケンスより厳しい「2.6 LOCA 時注水機能喪失」において、操作開始時間の 10 分程度の時間遅れまでに低圧代替注水系（常設）による注水が開始できれば、燃料被覆管の破裂及び炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。また、格納容器ベント時の非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は燃料被覆管の破裂が発生しないことから「2.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (3) 有効性評価の結果」と同等となり、5mSv を下回る。操作開始時間の 25 分程度の時間遅れでは、一部の燃料被覆管に破裂が発生するが、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足する。また、格納容器ベント時の非居住区域境界での実効線量は約 4.4mSv、敷地境界での実効線量は約 4.4mSv であり、5mSv を下回る。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 10 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 17 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は 0.31MPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 38 時間後であり、約 20 時間以上の準備時間が確保できることから、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。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>7.1.1.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、6 号及び 7 号炉同時の重大事故等対策時における事象発生 10 時間までに必要な要員は、「7.1.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 24 名である。</p>	<p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 14 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 28 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は 0.31MPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、格納容器の限界圧力 0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約 0.247MPa [gage] から 0.31MPa [gage] 到達までの時間が約 1 時間であることを考慮すると、0.31MPa [gage] から 0.62MPa [gage] に到達するまでに 5 時間程度の準備時間が確保でき、現場操作に要する時間は 75 分程度であることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 2.1.3, 2.1.7, 2.6.7)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.1.4 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「高圧・低圧注水機能喪失」において、重大事故等対策時における事象発生 2 時間までに必要な要員は、「2.1.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 18 名である。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の 72 名で対処可能である。</p> <p>また、事象発生 10 時間以降に必要な参集要員は 20 名であり、発電所構外から 10 時間以内に参集可能な要員の 106 名で確保可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」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>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7 日間の対応を考慮すると、号炉あたり合計約 5,300m³の水が必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると、合計約 10,600m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³及び淡水貯水池に約 18,000m³の水を保有している。これにより、6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生 12 時間以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）により復水貯蔵槽へ給水することで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能となる。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生 12 時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から 12 時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。</p> <p>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）の運転を想定すると、7 日間の運転継続に号炉あたり約 15kL の軽油が必要となる。本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後 7 日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合、号炉あたり約 753kL の軽油が必要となる。5 号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に合計約 13kL の軽油が必要となる（6 号及び 7 号炉合計約 1,549kL）。6 号及び 7 号炉の各軽油タンクにて約 1,020kL（6 号及び 7 号炉合計約 2,040kL）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、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）による復水貯蔵槽への給水、非常用ディーゼル発電機による電源</p>	<p>「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の 39 名で対処可能である。</p> <p>また、事象発生 2 時間以降に必要な参集要員は 5 名であり、発電所構外から 2 時間以内に参集可能な要員の 72 名で確保可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水 源</p> <p>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイについては、7 日間の対応を考慮すると、合計約 5,350m³の水が必要である。水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m³及び西側淡水貯水設備に約 4,300m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。また、西側淡水貯水設備の水を可搬型代替注水中型ポンプにより代替淡水貯槽へ給水することで、代替淡水貯槽を枯渇させることなく、代替淡水貯槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能である。</p> <p>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</p> <p>(添付資料 2.1.4)</p> <p>b. 燃 料</p> <p>可搬型代替注水中型ポンプ（1 台）による代替淡水貯槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水中型ポンプ（1 台）の運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 6.0kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクにて約 210kL の軽油を保有しており、この使用が可能であることから、可搬型代替注水中型ポンプ（1 台）による代替淡水貯槽への給水について、7 日間の継続が可能である。本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）による電源供給を想定し、事象発生後 7 日間これらを最大負荷で運転した場合、合計約 755.5kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約 800kL の軽油を保有しており、こ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及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）による電源供給について、7 日間の継続が可能である。緊急時対策所用発電</p>	

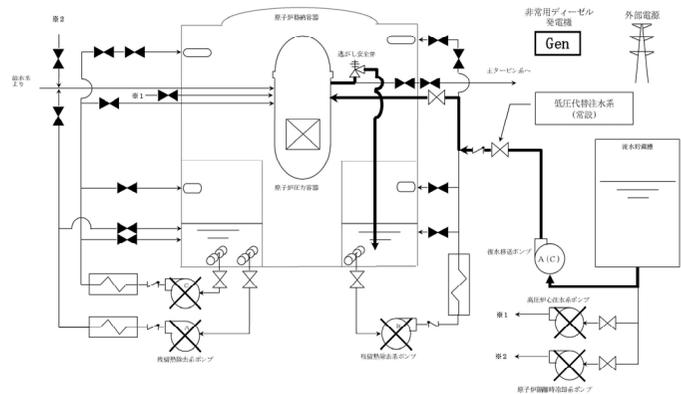
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>供給、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合においても、6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用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、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト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>7.1.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧注水失敗＋低圧注水失敗」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、逃がし安全弁による原子炉減圧、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p>	<p>機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機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>(添付資料2.1.5)</p> <p>c. 電 源</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として、約1,141kW必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）の連続定格容量は約2,208kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、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2.1.6)</p> <p>2.1.5 結 論</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」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、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

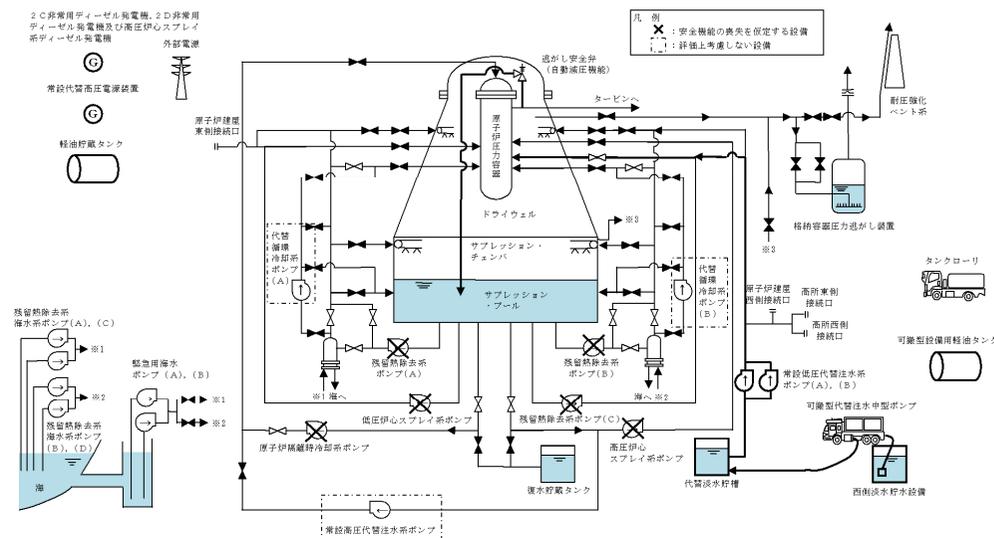
柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</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、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シ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「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉



第 7.1.1-1 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (原子炉急速減圧及び原子炉注水)

東海第二発電所

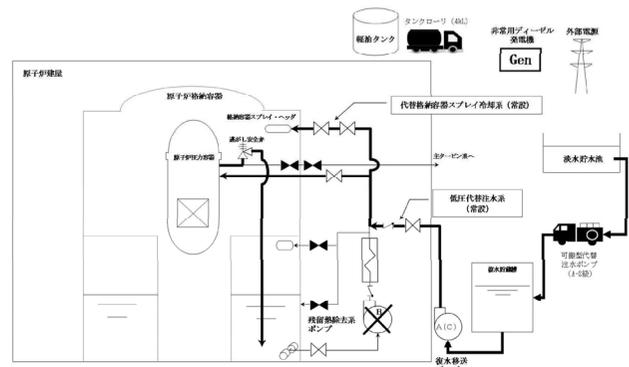


第 2.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階)

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (高圧・低圧注水機能喪失)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉

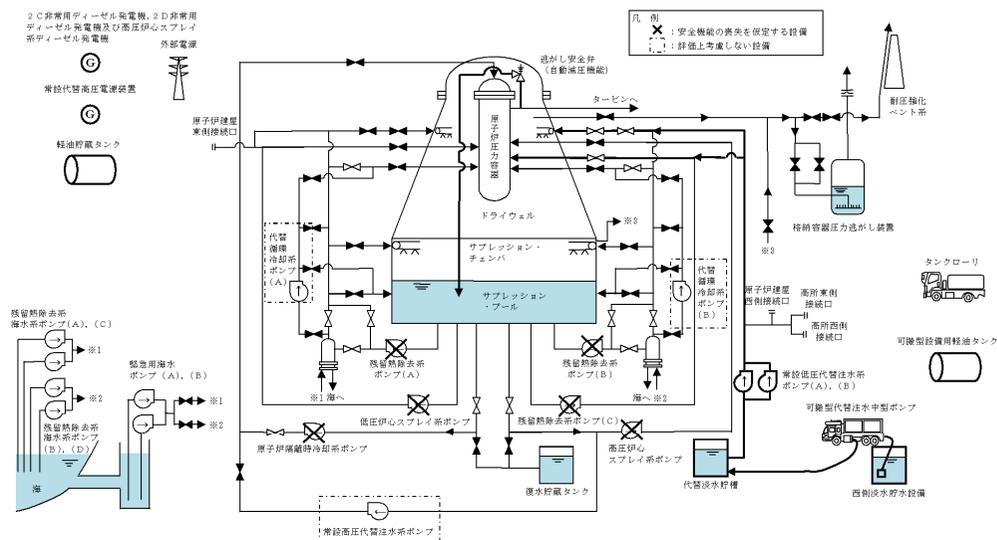


※低圧代替注水系（常設）と代替格納容器スプレイ冷却系（常設）は、同じ復水移送ポンプを用いて弁の切替えにより実施する。

第 7.1.1-2 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

10-7-1-329

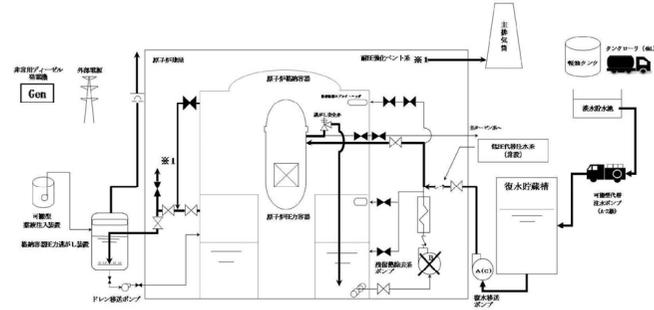
東海第二発電所



第 2.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却段階)

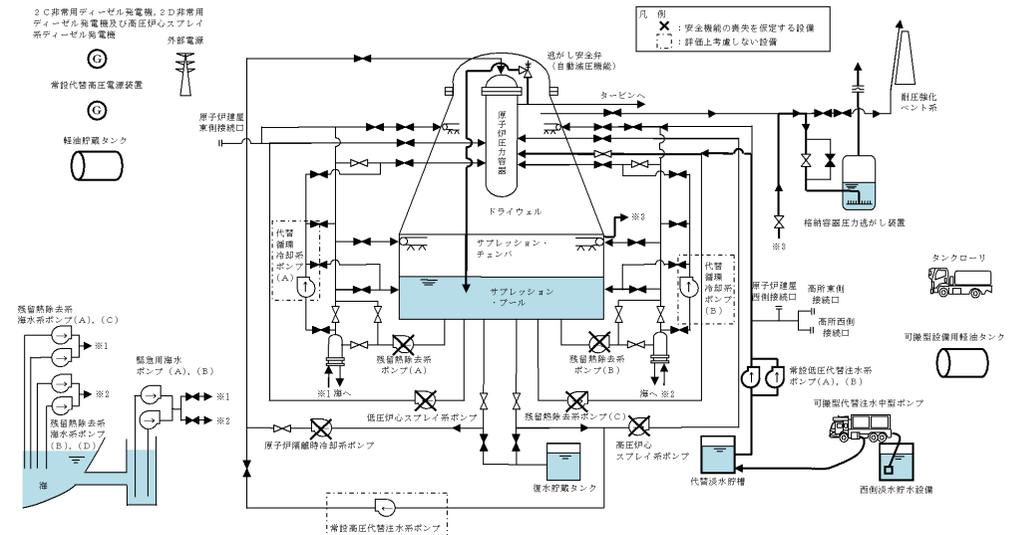
備考

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉



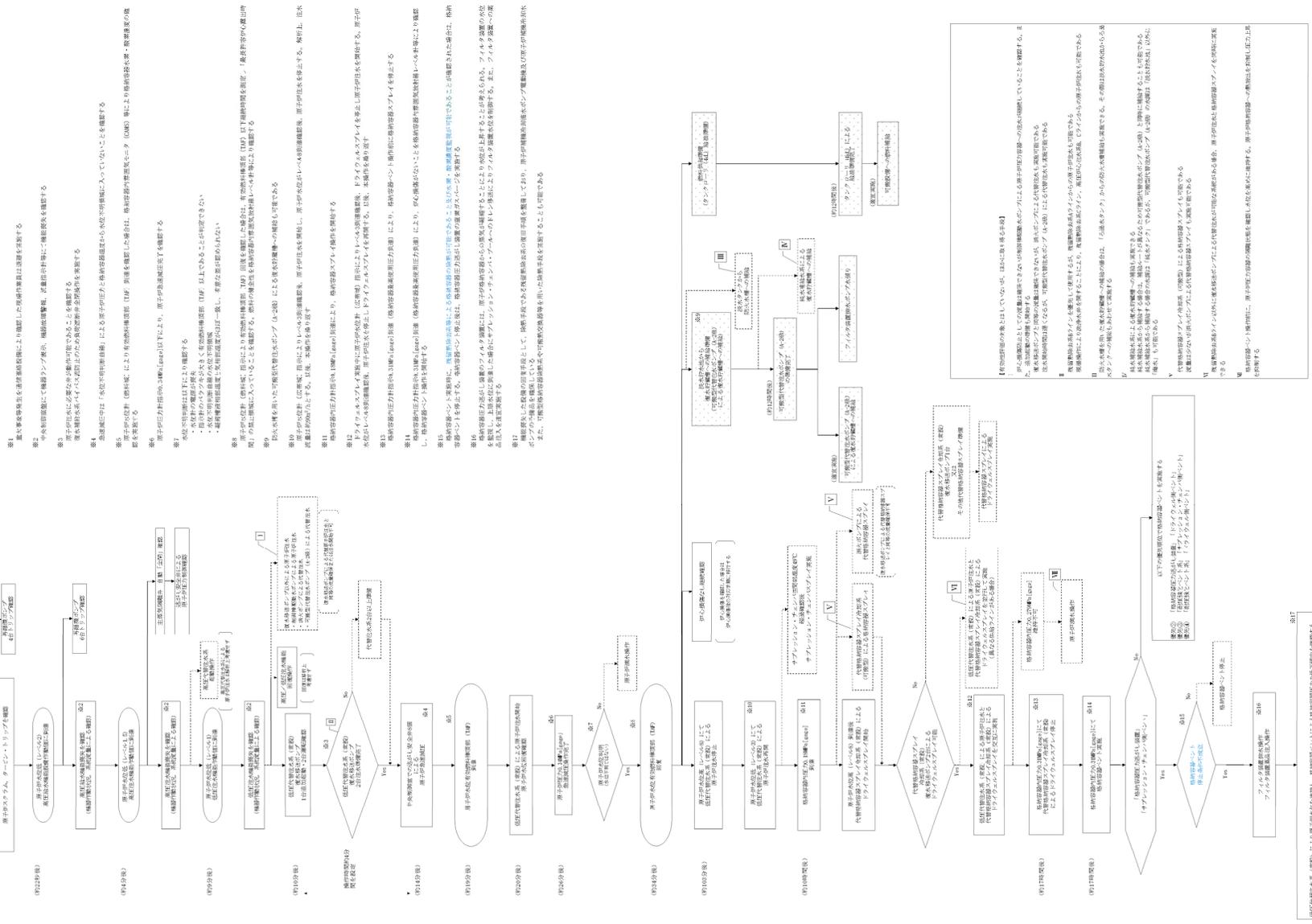
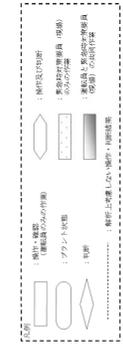
第 7.1.1-3 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

東海第二発電所



第 2.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱段階)

備考



第7.1.1-4 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の対応手順の概要

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉

高圧・低圧注水機能喪失

操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分）												備考
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	
状況判断	責任者	6号	当直副長	1人	中央監視 緊急時対策本部連絡	<ul style="list-style-type: none"> ・給水流量の全喪失確認 ・原子炉スクラム、タービン・トリップ確認 ・冷却材再循環ポンプトリップ確認 ・原子炉隔離時冷却系 自動起動/機能喪失確認 ・高圧炉心注水系 自動起動/機能喪失確認 ・高圧代替注水系起動操作 ・主蒸気隔離弁全閉確認、透かし安全弁による原子炉圧力制御確認 ・残留熱除去系 自動起動/機能喪失確認 													※シールド内水位に基づく時間	
	指揮者	6号	当直副長	1人	各号炉運転操作指揮		19分													
	通報連絡者	7号	当直副長	1人	中央制御室連絡 発電所外部連絡															
	運転員 (中央制御室)	6号	7号	運転員 (現場)	6号		7号													
高圧/低圧注水機能喪失調査、復旧操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-														対応可能な要員により対応する
低圧代替注水系（常設） 準備操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	4分													
原子炉急減風圧操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	5分													
低圧代替注水系（常設） 注水操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-		格納容器メブレイ実証までレベル6.3～レベル6.8維持												
低圧代替注水系（常設） 準備操作	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-		10分												
低圧代替注水系（常設） 準備操作	-	-	-	-	-	-		30分												

第 7. 1. 1-5 図 「高圧・低圧注水機能喪失」 の作業と所要時間（1/2）

備考

				経過時間(分)											備考		
				0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110		
操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	高圧・低圧注水機能喪失 ▼ 事象発生 ▼ 原子炉スクラム ▼ 約20秒 原子炉水位異常低下（レベル2）到達 ▼ プラント状況判断 ▼ 約21分 原子炉水位異常低下（レベル1）到達 ▼ 約25分 原子炉減圧開始 ▼ 約27分 原子炉注水開始 ▼ 約28分 燃料有効長頂部到達（※1） ▼ 約33分 燃料有効長頂部回復（※1）											備考	
	責任者	当直発電員 1人	非直監視運転操作指揮														
	補佐	当直副発電員 1人	運転操作指揮補佐														
	指揮者等	災害対策要員（指揮者等） 4人	起動での指揮 発電所内外連絡														
	当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）	重大事故等対応要員（現場）														
状況判断	2人 A, B	-	-	●給水流量全喪失の確認 ●原子炉スクラムの確認 ●ローピン停止の確認 ●再循環系ポンプトリップの確認 ●高圧伊心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ●安全気圧維持防止及び過剰安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認	10分												※1 シェラケッド内水位に基づく時間 外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する
高圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	-	-	●高圧伊心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）	2分												
常設代替交流電源設備による緊急用母線の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分												外部電源がない場合に実施する
高圧代替注水系の起動操作（常設）	【1人】 A	-	-	●高圧代替注水系による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	4分												断祈上考慮しない
低圧注水機能喪失の検知	【1人】 A	-	-	●低圧伊心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作（失敗）	4分												
高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作	-	2人 C, D	-	●給水・復水系、高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作、失敗原因調査	適宜実施											断祈上考慮しない	
常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分												
可動型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可動型）の起動準備操作	-	-	8人 a~h	●可動型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分											断祈上考慮しない	
過剰安全弁（自動減圧機能）による原子炉急減速操作	【1人】 B	-	-	●過剰安全弁（自動減圧機能）7個の手動開放操作	1分												
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持												

※2 本事故シナリオにおいて断祈上考慮しないこととする。

第 2.1-3 図 高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間（1/2）

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉

高圧・低圧注水機能喪失							経過時間（時間）										備考			
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（時間）										備考		
	運転員 （中央制御室）		運転員 （現場）		緊急時対策要員 （現場）			2	4	6	8	10	12	14	16	18	20		22	24
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		▼ 事象発生 約26分 低圧代替注水系（常設） 原子炉注水開始 約10時間 格納容器圧力0.13MPa[gage]到達 約17時間 格納容器圧力0.31MPa[gage]到達												
低圧代替注水系（常設） 注水操作	(1A) A	(1A) a	—	—	—	—	・ 西富調整去系 注入弁操作	格納容器スプレイ実施までレベル6.3～レベル6.4維持										レベル6到達後格納容器スプレイ切替え レベル5到達後原子炉注水切替え	レベル6.2～レベル6.4維持	
代替格納容器スプレイ冷却系（常設） 操作	(1A) A	(1A) a	—	—	—	—	・ 西富調整去系 スプレイ弁操作	原子炉注水と格納容器スプレイの切り替えを繰り返し実施												
原子炉減水操作 （解任上考慮せず）	(1A) A	(1A) a	—	—	—	—	・ 原子炉注水量の増加	格納容器圧力0.27MPa[gage]以下維持不可の場合、原子炉格納容器空間への蒸気の放出を防止するため、原子炉への注水量を増やしてできるだけ高く維持する											解任上考慮せず	
代替格納容器スプレイ冷却系（常設） サブレーション・チェンバースプレイ操作 （解任上考慮せず）	(1A) A	(1A) a	—	—	—	—	・ 西富調整去系 スプレイ弁操作	サブレーション・チェンバースプレイ温度40℃超過検知後 サブレーション・チェンバースプレイを実施する											解任上考慮せず	
可搬型代替注水ポンプ（A-2線）による低水 貯水缶から復水貯蔵槽への補給	—	—	—	—	—	6人 ↓ 6人 ↓ ※1	・ 放射線防護設備準備 ・ 現場移動 ・ 可搬型代替注水ポンプ（A-2線）による復水貯蔵槽への注水準備 ・ 可搬型代替注水ポンプ（A-2線）移動、ホース敷設（低水貯水缶から可搬型代替注水ポンプ（A-2線）、可搬型代替注水ポンプ（A-2線）から機材口）、ホース接続、ホース水張り ・ 可搬型代替注水ポンプ（A-2線）による復水貯蔵槽への補給	16分	300分			適宜実施			免職中継断 （一時継断中）			適宜実施		
格納容器ベント準備操作	(1A) B	(1A) b	—	—	—	—	・ 格納容器ベント準備（パイプダリ構成）	60分												
	—	—	(2A) C, D	(2A) c, d	—	—	・ 放射線防護設備準備	10分												
	—	—	—	—	—	—	・ 現場移動 ・ 格納容器ベント準備（格納容器一次隔離弁操作、パイプダリ構成）	90分												
	—	—	—	—	—	※1	・ 6号炉フィルタ装置水位調整準備 （排水ポンプ水張り）	80分												
	—	—	—	—	—	(2A) e, f	・ 7号炉フィルタ装置水位調整準備 （排水ポンプ水張り）	60分												
格納容器ベント操作	(1A) B	(1A) b	—	—	—	—	・ 格納容器ベント操作（格納容器二次隔離弁操作） ・ 格納容器ベント状態監視	格納容器ベント操作後、 適宜ベント状態監視												
	(1A) B	(1A) b	—	—	—	—	・ 格納容器ベント操作（格納容器二次隔離弁操作）	格納容器ベント操作後、 適宜ベント状態監視										解任上考慮せず		
	—	—	(2A) C, D	(2A) c, d	—	—	・ 格納容器ベント操作（格納容器二次隔離弁操作）	20分										解任上考慮せず		
給出準備	(1A) B	(1A) b	—	—	10人 （参考）	10人 （参考）	・ フィルタ装置水位調整 ・ フィルタ装置水位監視 ・ フィルタ装置異常検知 ・ ドレン移送ライン監視（バージ）	適宜実施										中央制御室からの連絡を受けて現場操作を実施する		
	—	—	—	—	—	2人	・ 放射線防護設備準備 ・ 貯水タンクからタンクローリ（4t）への補給	16分	140分			適宜実施			作業中継断 （一時継断中）			タンクローリ（4t）残量に応じて適宜補給タンクから補給		
給出作業	—	—	—	—	—	—	・ 可搬型代替注水ポンプ（A-2線）への給水	適宜実施										一時継断前に燃料が枯渇しないように補給する		
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	2人 C, D	2人 c, d	—	8人 （参考要員20人）														

() 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

第 7.1.1-5 図 「高圧・低圧注水機能喪失」の作業と所要時間（2/2）

備考

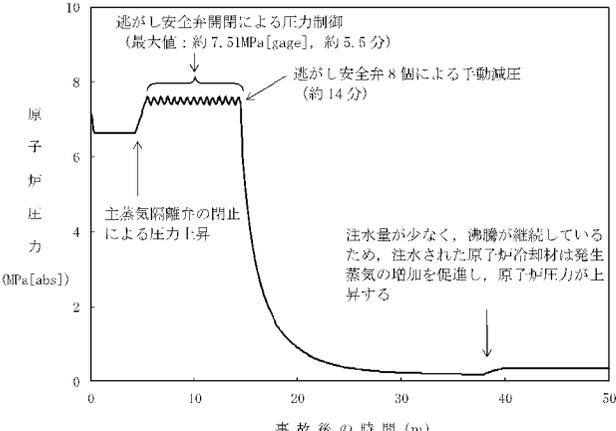
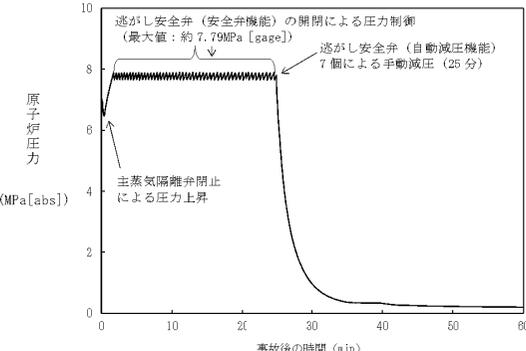
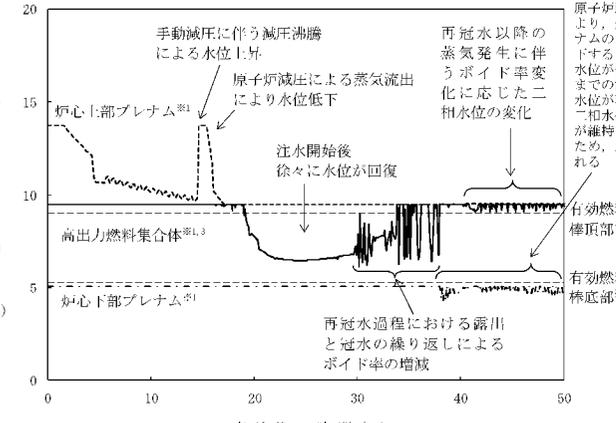
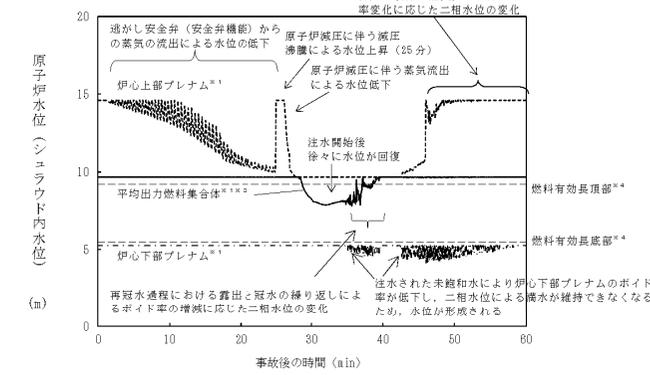
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

東海第二発電所

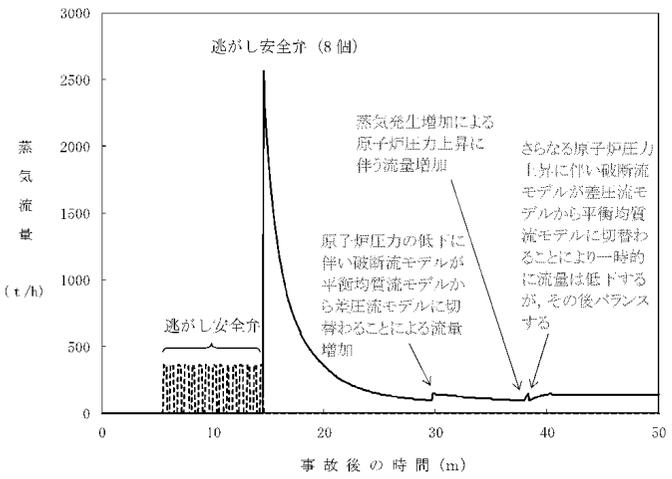
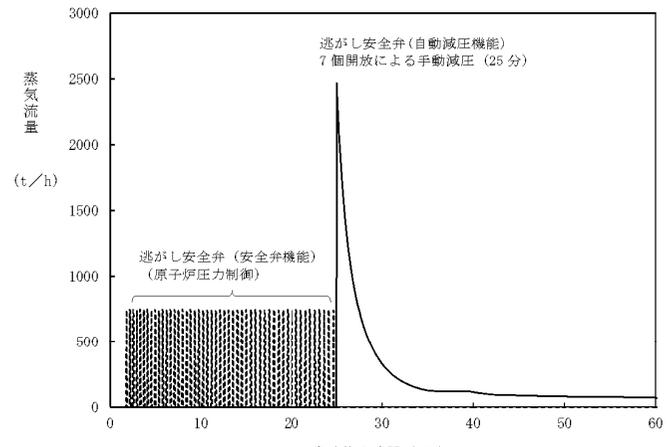
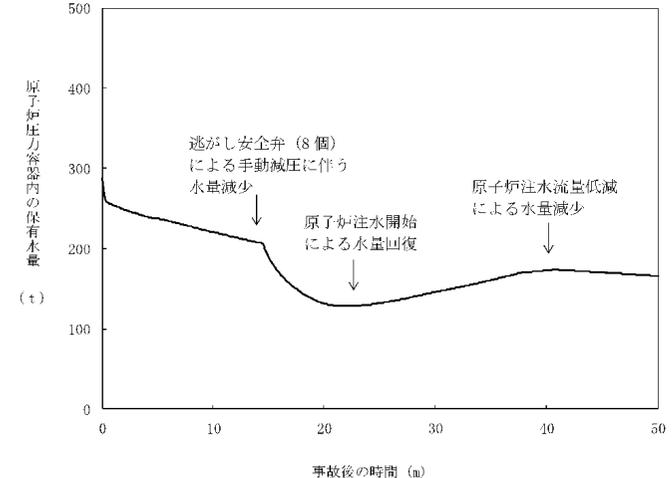
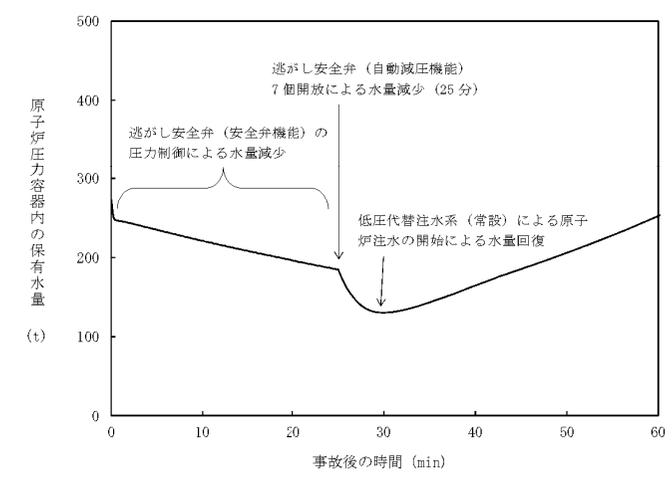
				高圧・低圧注水機能喪失																	
				経過時間(時間)																	
				4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	48	備考					
操作項目	実施場所・必要要員数 【】は他作業後移動してきた要員			操作の内容																	
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)	<p>事業発生</p> <p>約27分 原子炉注水開始</p> <p>約14時間 格納容器圧力0.278MPa [sense] 到達</p> <p>約24時間 サプレッション・プール水位 通常水位+5.5m到達</p> <p>約27時間 サプレッション・プール水位 通常水位+8.5m到達</p> <p>約28時間 格納容器圧力0.31MPa [sense] 到達</p>																	
原子炉水位の調整 操作(低圧代替注水系(既設))	【1人】 A	-	-	●緊急低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水(既設)による原子炉注水の調整操作																原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベルB)の間に維持	
常設低圧代替注水 系ポンプを用いた 代替格納容器スプレ イ化操作(既設) による格納容器冷却 操作	【1人】 A	-	-	●緊急低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ化操作(既設)による格納容器冷却操作																格納容器スプレイ中、適宜状態監視	
代替循環冷却系 による原子炉注 水操作及び格納 容器冷却操作	【1人】 A	-	-	●代替循環冷却系による原子炉注水操作 ●代替循環冷却系による格納容器冷却操作																注水開始後、適宜原子炉水位調整 格納容器スプレイ中、適宜状態監視	解析上考慮しない 代替循環冷却系のみで冷却維持可能な場合は、緊急低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系(既設)による注水を停止する
原子炉減水操作	【1人】 A	-	-	●緊急低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水(既設)による原子炉注水の流量増加操作																原子炉水位を可能な限り高く維持	解析上考慮しない
使用済燃料プールの 除熱操作	【1人】 A	-	-	●緊急低圧代替注水ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系による海水導入の系統切換操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作																適宜実施	解析上考慮しない プールの水位が低下する場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
格納容器圧力過 がし装置等によ る格納容器除熱 の準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力過がし装置等による格納容器除熱の準備操作(中央制御室での第一準備) ●第一準備場所への移動 ●格納容器圧力過がし装置等による格納容器除熱の準備操作(現場での第一準備)																20分 15分 5分 135分	解析上考慮しない
格納容器圧力過 がし装置等によ る格納容器除熱 操作(サプレッ ション・プールバ ン)	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力過がし装置等による格納容器除熱操作(中央制御室での第二準備) ●第二準備場所への移動 ●格納容器圧力過がし装置等による格納容器除熱操作(現場での第二準備)																格納容器ベント実施後、適宜状態監視	解析上考慮しない
可動型代替注水中 型ポンプを用いた 低圧代替注水系 (可動型)の起動 準備操作	-	-	3人 a-h	●可動型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作																170分	解析上考慮しない
西側淡水貯水貯 槽を水源とした 可動型代替注水 中型ポンプによ る代替淡水貯槽 への補給操作	-	-	【6人】 a-h	●可動型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作																180分	代替淡水貯槽の積満までには十分な時間がある
タンクローリーに よる燃料給油操 作	-	-	【2人】 a, b	●可動型代替注水中型ポンプの起動操作及び水戻補給操作																適宜実施	代替淡水貯槽の積満に応じて適宜補給を実施する
タンクローリーに よる燃料給油操 作	-	-	3人 (参集)	●可動型代替注水中型ポンプからのタンクローリーへの給油操作 ●可動型代替注水中型ポンプへの給油操作																80分	タンクローリー稼働に応じて適宜給油タンクからの給油
必要要員合計	3人 A, B	3人 C, D, E	3人 a-h (参集要員5人)																		

第 2.1-3 図 高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間 (2/2)

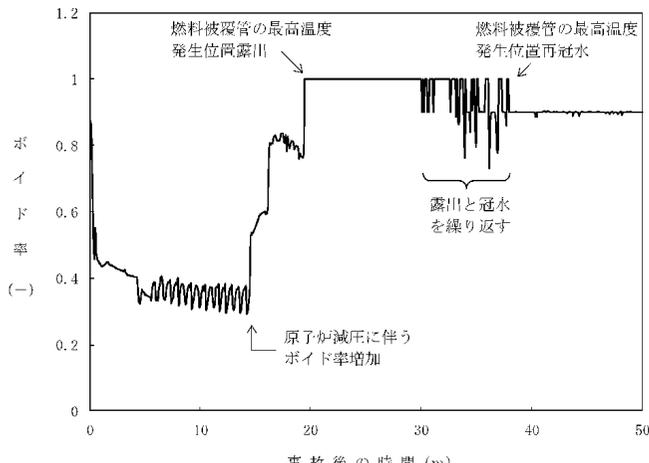
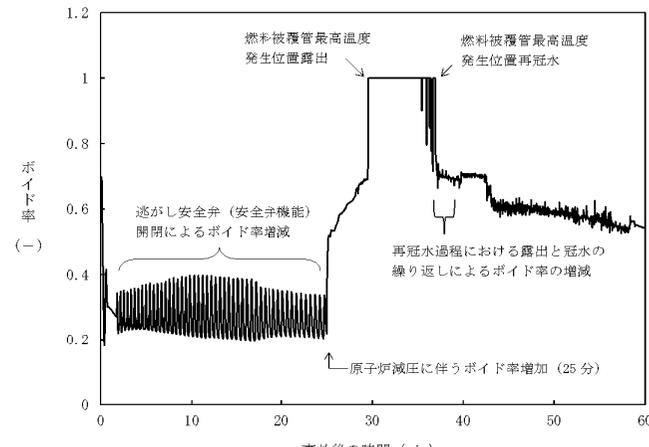
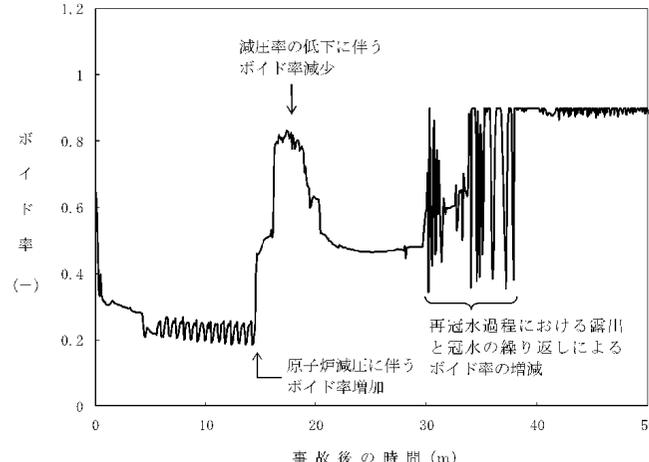
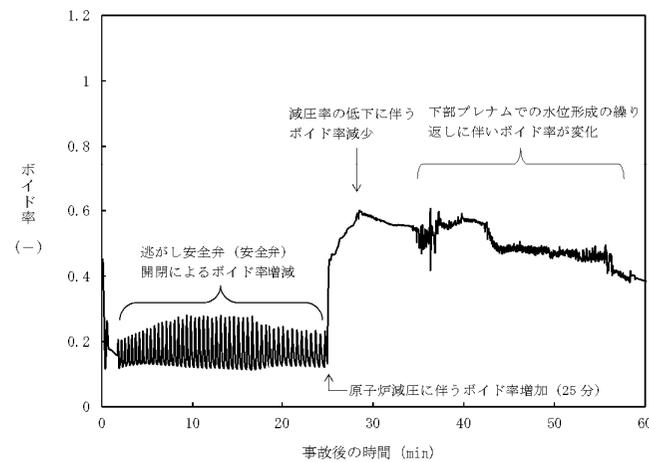
備
考

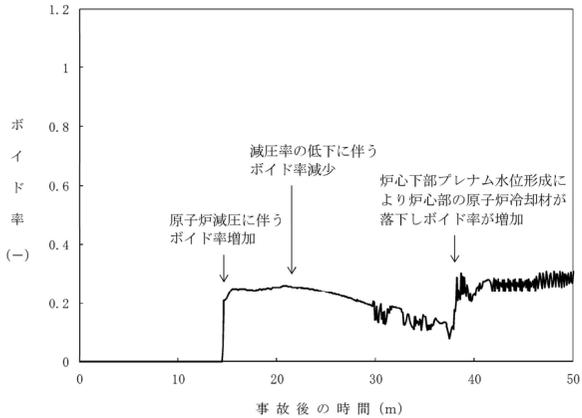
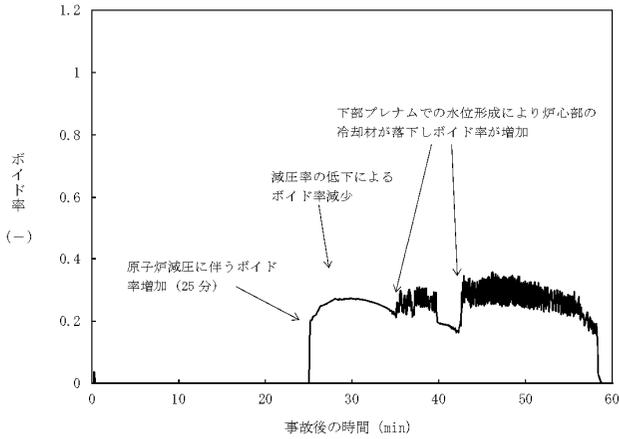
柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉	東海第二発電所	備考
 <p>第7.1.1-6図 原子炉圧力の推移</p>	 <p>第2.1-4図 原子炉圧力の推移</p>	備考
 <p>第7.1.1-7図 原子炉水位(シユラウド内水位)の推移^{※1}</p> <p>※1 SAFERでは、炉心シユラウド内側を下から炉心下部プレナム、炉心、炉心上部プレナムの領域に分け水位を計算している。ここでは、炉心上部プレナムについては下限の水位(ノード内水位なしの状態)、高出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては、上限の水位(ノード内の満水状態)が示されている。例えば、炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは、その領域の冷却材が完全に乾いた状態を示し、炉心部又は高出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を上限の水位」と表現しているのは、各々の領域が満水となっている状態を示している。</p> <p>※2 シユラウド内外水位はボイドを含む二相水位を示しており、二相水位評価の範囲としてボイド率が0.9と制限している。(蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では、水と蒸気の質量及び二相混合相のボイド率が計算され、二相混合体積を計算し続けると、水がほぼない状態でも、二相混合体積(水位)として扱われるため水位を高め評価することとなる。)</p> <p>※3 高出力燃料集合体とは、燃料被覆管温度計算の観点から、集合体初期出力を保守的な設定とした燃料集合体、をいう。(図相2、III 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 第1部 SAFERコード 3.3 解析モデル 3.3.1 熱水力モデル (1)ノード分割 ⑧ノード9:高出力燃料集合体 参照)</p> <p>※4 有効燃料棒頂部及び有効燃料棒底部に当たる高さ位置を図に破線で示す。</p>	 <p>第2.1-5図 原子炉水位(シユラウド内水位)の推移^{※2}</p> <p>※1 SAFERでは炉心シユラウド内側を下から炉心下部プレナム、炉心、炉心上部プレナムの領域に分け水位を計算している。事故発生30～40分程度では炉心上部プレナムについては下限の水位(ノード内水位なしの状態)、事故発生30分程度までは平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては、上限の水位(ノード内の満水状態)が示されている。例えば、炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは、その領域の冷却材が完全に乾いた状態を示し、炉心部又は平均出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは、各々の領域が満水となっている状態を示している。</p> <p>※2 シユラウド内外水位はボイドを含む場合は二相水位を示しており、二相水位評価の範囲としてボイド率が0.5と制限している。(蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では、水と蒸気の質量及び二相混合相のボイド率が計算され、二相混合体積から二相水位を求めている。ボイド率が1.0となるまで二相混合体積を計算し続けると、水がほぼない状態でも、二相混合体積(水位)として扱われるため水位を高め評価することとなる。)</p> <p>※3 「燃料被覆管温度計算の観点から、集合体初期出力を保守的な設定とした燃料集合体」として高出力燃料集合体もモデル化している。</p> <p>(付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 第1部 SAFERコード 3.3 解析モデル 3.3.1 熱水力モデル (1)ノード分割 ⑨ノード9:燃料集合体 参照)</p> <p>※4 燃料有効長頂部及び燃料有効長底部に当たる高さ位置を図に破線で示す。</p>	備考

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所	備考
<p>第 7.1.1-8 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移</p>	<p>第 2.1-6 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移</p>	
<p>第 7.1.1-9 図 注水流量の推移</p>	<p>第 2.1-7 図 注水流量の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>蒸気流量 (t/h)</p> <p>事故後の時間 (m)</p> <p>逃がし安全弁 (8 個)</p> <p>蒸気発生増加による原子炉圧力上昇に伴う流量増加</p> <p>さらなる原子炉圧力上昇に伴い破断流モデルが差圧流モデルから平衡均質流モデルに切替わることにより一時的に流量は低下するが、その後バランスする</p> <p>原子炉圧力の低下に伴い破断流モデルが平衡均質流モデルから差圧流モデルに切替わることによる流量増加</p>	 <p>蒸気流量 (t/h)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個開放による手動減圧 (25 分)</p> <p>逃がし安全弁 (安全弁機能) (原子炉圧力制御)</p>	
<p>第 7.1.1-10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	<p>第 2.1-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	
 <p>原子炉圧力容器内の保有水量 (t)</p> <p>事故後の時間 (m)</p> <p>逃がし安全弁 (8 個) による手動減圧に伴う水量減少</p> <p>原子炉注水開始による水量回復</p> <p>原子炉注水流量低減による水量減少</p>	 <p>原子炉圧力容器内の保有水量 (t)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個開放による水量減少 (25 分)</p> <p>逃がし安全弁 (安全弁機能) の圧力制御による水量減少</p> <p>低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水の開始による水量回復</p>	
<p>第 7.1.1-11 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p>	<p>第 2.1-9 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p>	

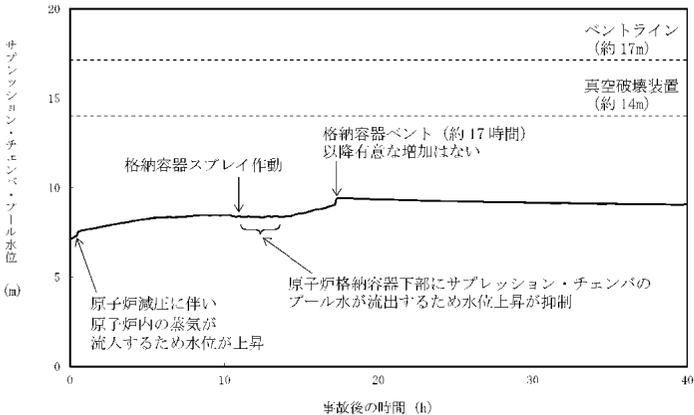
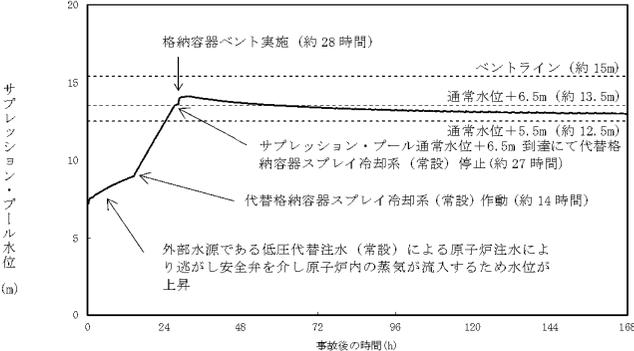
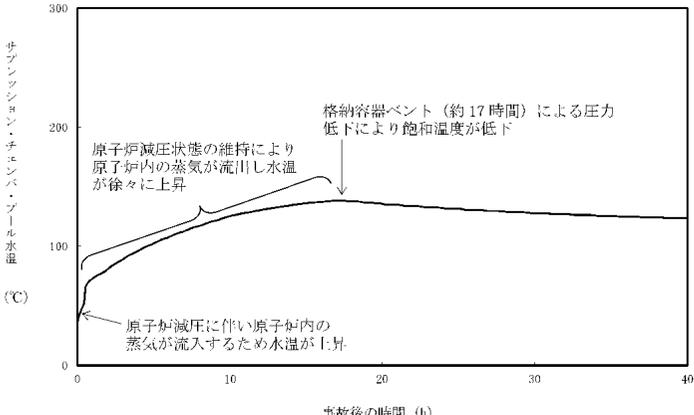
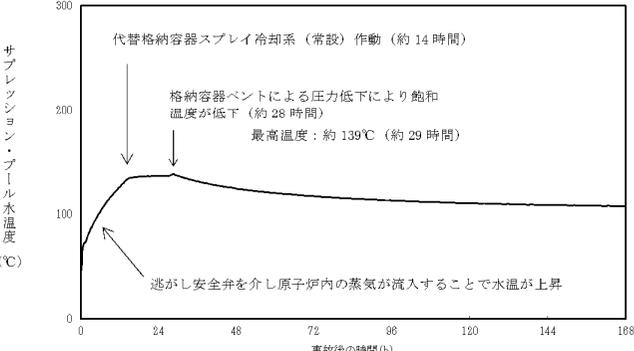
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>燃料被覆管温度の推移</p>	<p>燃料被覆管温度の推移</p>	
<p>燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	<p>燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	
<p>第 7.1.1-12 図 燃料被覆管温度の推移</p> <p>第 7.1.1-13 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	<p>第 2.1-10 図 燃料被覆管温度の推移</p> <p>第 2.1-11 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	

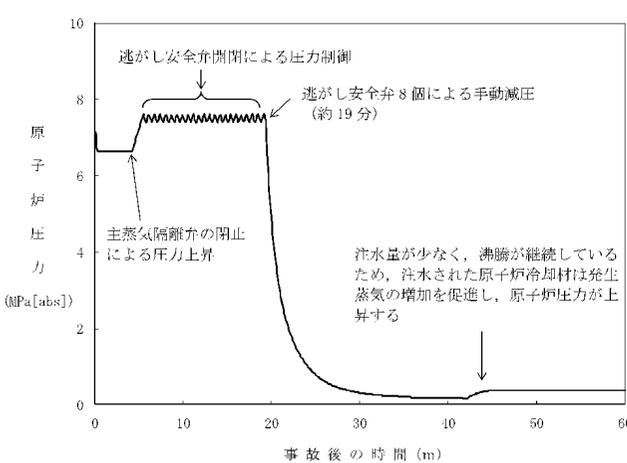
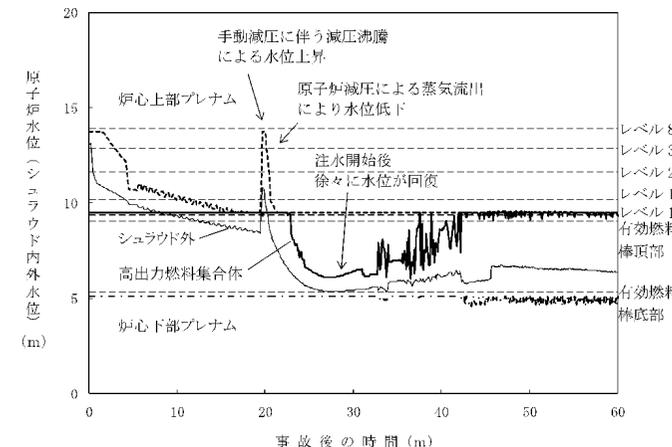
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>ボイド率 (-)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置露出</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置再冠水</p> <p>露出と冠水を繰り返す</p> <p>原子炉減圧に伴うボイド率増加</p>	 <p>ボイド率 (-)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>燃料被覆管最高温度発生位置露出</p> <p>燃料被覆管最高温度発生位置再冠水</p> <p>逃がし安全弁 (安全弁機能) 開閉によるボイド率増減</p> <p>原子炉減圧に伴うボイド率増加 (25分)</p> <p>再冠水過程における露出と冠水の繰り返しのボイド率の増減</p>	
<p>第 7.1.1-14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p>	<p>第 2.1-12 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p>	
 <p>ボイド率 (-)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>減圧率の低下に伴うボイド率減少</p> <p>原子炉減圧に伴うボイド率増加</p> <p>再冠水過程における露出と冠水の繰り返しのボイド率の増減</p>	 <p>ボイド率 (-)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>逃がし安全弁 (安全弁) 開閉によるボイド率増減</p> <p>原子炉減圧に伴うボイド率増加 (25分)</p> <p>減圧率の低下に伴うボイド率減少</p> <p>下部プレナムでの水位形成の繰り返しのボイド率の変化</p>	
<p>第 7.1.1-15 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移*</p>	<p>第 2.1-13 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	
<p>※ 高出力燃料集合体内に水位があることから、二相水位以下のボイド率を示している。</p>		

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p data-bbox="250 683 741 708">第 7.1.1-16 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p> <p data-bbox="427 1359 564 1385">10-7-1-339</p>	 <p data-bbox="1106 721 1597 746">第 2.1-14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備考
<p>燃料被覆管の最高温度及び 円周方向応力の最大値</p> <p>円周方向の応力 (N/mm²)</p> <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>第 7.1.1-17 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係</p>	<p>燃料被覆管の最高温度及び 円周方向応力の最大値</p> <p>円周方向の応力 (N/mm²)</p> <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>第 2.1-15 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係</p>	<p>備考</p>

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備考
<p>格納容器圧力 (MPa [gauge])</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第 7.1.1-18 図 格納容器圧力の推移</p>	<p>格納容器圧力 (MPa [gauge])</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第 2.1-16 図 格納容器圧力の推移</p>	
<p>格納容器気相部温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第 7.1.1-19 図 格納容器気相部温度の推移</p>	<p>格納容器気相部温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第 2.1-17 図 格納容器気相部温度の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>第 7.1.1-20 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p>	 <p>第 2.1-18 図 サプレッション・プール水位の推移</p>	
 <p>第 7.1.1-21 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p>	 <p>第 2.1-19 図 サプレッション・プール水温度の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>第 7.1.1-22 図 操作開始時間 5 分遅れのケースにおける原子炉圧力の推移</p>  <p>第 7.1.1-23 図 操作開始時間 5 分遅れのケースにおける原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移</p>		

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<div data-bbox="219 248 815 679" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="161 715 842 769" data-label="Caption"> <p>第 7. 1. 1-24 図 操作開始時間 5 分遅れのケースにおける燃料被覆管温度の推移</p> </div>		

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所				
第 7.1.1-1 表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について			第 2.1-1 表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について (1/3)				
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備			重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備	常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ	—	—	平均出力領域計装* 起動領域計装*
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	—	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】	—	—	原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉隔離時冷却系統流量* 高圧炉心スプレイ系統流量* 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)	—	—	—
逃がし安全弁による原子炉急減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系 (常設) を 2 台運転とし、中央制御室にて逃がし安全弁 8 個を全開し、原子炉急減圧を実施する。	復水移送ポンプ 逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力	—	—	—
低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急減圧により、低圧代替注水系 (常設) の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4kL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水補給水系流量 (BIR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)	高圧代替注水系 サブプレッシャ チェンバ*	—	原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 高圧代替注水系系統流量
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 0.18MPa[ange]に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) により原子炉格納容器冷却を実施する。格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低 (レベル 3) まで低下した場合は、格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高 (レベル 8) まで回復後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4kL)	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水補給水系流量 (BIR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)	—	—	—
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa[ange]に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	—	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッシャ・チェンバ・プール水位 格納容器内雰囲気放射線レベル (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧	—	—	—

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準範囲)
 ：有効性評価上考慮しない操作

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 ：有効性評価上考慮しない操作

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

<p>前ページと同じ</p> <p>第 7.1.1-1 表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について</p>		<p>東海第二発電所</p> <p>第 2.1-1 表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について（2/3）</p>		
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対応設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	-	-	平均出力領域モニタ 起動機械モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	-	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉循環冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【残置熱除去系ポンプ吐出圧力】
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系（常設）を 2 台運転とし、中央制御室にて逃がし安全弁 8 個を全開し、原子炉急速減圧を実施する。	復水移送ポンプ 逃がし安全弁	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4kL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水補給水系統流量 (BHR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 0.18MPa [gage] に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器冷却を実施する。格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は、格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで回復後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4kL)	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水補給水系統流量 (BHR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	-	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内雰囲気放射線レベル (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ器圧

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系（常設）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は、原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン用) 代替淡水貯槽水位
代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱	代替循環冷却系を起動し、原子炉注水を実施する。また、格納容器圧力が 0.245MPa [gage] に到達した場合は、格納容器スプレイを実施する。	緊急用海水系 代替循環冷却系 サブプレッション・チェンバ*	-	ドライヴェル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 サブプレッション・プール水温度 原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 代替循環冷却系原子炉注水流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 : 有効性評価上考慮しない操作

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所			
前ページと同じ				第 2.1-1 表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について (3/3)			
第 7.1.1-1 表 「高圧・低圧注水機能喪失」の重大事故等対策について							
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備					
		常設設備	可搬型設備	計装設備			
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	-	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ			
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	-	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】			
高圧代替注水による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系統を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系統 復水貯蔵槽	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)			
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系統（常設）を 2 台運転とし、中央制御室にて逃がし安全弁 8 個を全開し、原子炉急速減圧を実施する。	復水移送ポンプ 逃がし安全弁	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力			
低圧代替注水系統（常設）による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧代替注水系統（常設）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4tL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水補給水系統流量 (BHR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)			
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却	格納容器圧力が 0.18MPa [gage] に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により原子炉格納容器冷却を実施する。格納容器スプレイ中に原子炉水位が原子炉水位低（レベル 3）まで低下した場合は、格納容器スプレイを停止し原子炉注水を実施する。原子炉水位高（レベル 8）まで回復後、原子炉注水を停止し、格納容器スプレイを再開する。	復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4tL)	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水補給水系統流量 (BHR B 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)			
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	-	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内雰囲気放射線レベル (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置交換フィルタ差圧			

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	格納容器圧力が 0.279MPa [gage] に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により格納容器冷却を実施する。また、低圧代替注水系統（常設）による原子炉注水を継続する。	常設低圧代替注水系統ポンプ 代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	ドライウェル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（SA 広帯域） 原子炉水位（SA 燃料域） 低圧代替注水系統格納容器スプレイ流量（常設ライン用） 低圧代替注水系統原子炉注水流量（常設ライン用） 代替淡水貯槽水位
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系	-	ドライウェル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 サブプレッション・プール水位 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) フィルタ装置圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所		
第 7.1.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（1/4）			第 2.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（1/5）		
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER, CHASTE 原子炉格納容器側：MAAP	—	解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	原子炉熱出力	3,293MW	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート 下端から+119cm)	原子炉水位	通常運転水位（セパレータ スカート下端から+126 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	炉心流量	48,300t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料（A 型）	燃料	9×9 燃料（A 型）	—
	最大線出力密度	44.0kW/m	最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度として設定
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m ³	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m ³	設計値
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	設計値（通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限值として設定）
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウエル-サブプレッ ション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置		真空破壊装置の設定値
	サブプレッション・チェンバ・プール 水位	7.05m（通常運転水位）	サブプレッション・チェンバ・プ ール水位		通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プ ール水位として設定
	サブプレッション・チェンバ・プール 水温	35℃	サブプレッション・チェンバ・プ ール水温		通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プ ール水温の上限値として設定
	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	格納容器圧力		通常運転時の格納容器圧力として設定
	格納容器温度	57℃	格納容器温度		通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃、事象開始 24 時間以降は 40℃）	外部水源の温度		復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定	
備考					

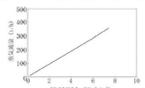
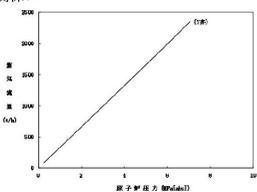
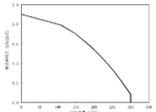
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉			東海第二発電所		
前ページと同じ					
第 7.1.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（1/4）			第 2.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（2/5）		
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER, CHASTE 原子炉格納容器側：MAAP	—	初期条件	真空破壊装置	3.45kPa（ドライウエル・サブプレッション・チェンバ間差圧） 真空破壊装置の設定値
原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定	サブプレッション・プール水位	6.983m（通常運転範囲の下限值）	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限值として設定
原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定	サブプレッション・プール水温度	32℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限值として設定
原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定	格納容器圧力	5kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力を包含する値
炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定	格納容器雰囲気温度	57℃	通常運転時の格納容器雰囲気温度（ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度）として設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値	外部水源の温度	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値	事故条件	起回事象	給水流量の全喪失 原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
燃料	9×9 燃料（A 型）	—	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定
最大線出力密度	44.0kW/m	設計限界値として設定	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早い場合、炉心冷却上厳しくなる
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定			
格納容器容積（ドライウエル）	7,350m ³	ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）			
格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）			
真空破壊装置	3.43kPa（ドライウエル・サブプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値			
サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定			
サブプレッション・チェンバ・プール水温度	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温度の上限值として設定			
格納容器圧力	5.2kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定			
格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定			
外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃、事象開始 24 時間以降は 40℃）	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定			
備考					

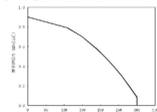
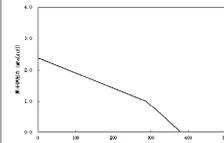
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所		
第 7.1.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（2/4）			第 2.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（2/5）		
前ページと同じ					
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起回事象	給水流量の全喪失	真空破壊装置	3.45kPa（ドライウエル-サブプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	サブプレッション・プール水位	6.983m（通常運転範囲の下限值）	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限值として設定
	外部電源	外部電源あり	サブプレッション・プール水温度	32℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定
		原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定	格納容器圧力	5kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力を包含する値
		高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として残留熱除去系（低圧注水モード）の機能喪失を設定	格納容器雰囲気温度	57℃	通常運転時の格納容器雰囲気温度（ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度）として設定
		外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いいため、炉心冷却上厳しくなる	外部水源の温度	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
			起回事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
			安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び低圧注水機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定
			外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早いいため、炉心冷却上厳しくなる
備考					

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所			
第 7.1.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）(3/4)			第 2.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）(3/5)			
重大事故等対策に関連する機器条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3）信号 （遅れ時間：1.05秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが、原子炉水位低（レベル3）で4台、原子炉水位低（レベル2）で残りの6台がトリップ	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定	A T W S 緩和設備 （代替再循環系ポンプトリップ機能）	再循環系ポンプが、原子炉水位異常低下（レベル2）信号で2台全てがトリップ	A T W S 緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）のインターロックとして設定
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51 MPa [gage] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa [gage] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa [gage] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa [gage] × 4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa [gage] × 4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa [gage] × 4 個, 380 t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁の8個を開することによる原子炉急速減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係＞ 	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	逃がし安全弁	安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h (1個当たり) 8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h (1個当たり) 8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h (1個当たり) 8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h (1個当たり) 8.31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h (1個当たり) 逃がし安全弁（自動減圧機能）の7個を開することによる原子炉急速減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁7個の蒸気流量の関係＞ 	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m ³ /h で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定 	復水移送ポンプ2台による注水特性	逃がし安全弁	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	140m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定		
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa [gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して、格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定			
備考						

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉		東海第二発電所		
前ページと同じ				
第 7.1.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（3/4）		第 2.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（4/5）		
項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが、原子炉水位低（レベル3）で4台、原子炉水位低（レベル2）で残りの6台がトリップ	原子炉冷却材再循環系のインターロックとして設定	
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51 MPa [gage] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa [gage] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa [gage] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa [gage] × 4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa [gage] × 4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa [gage] × 4 個, 380 t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の8個を開閉することによる原子炉急減圧 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係＞ 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	
	低圧代替注水系（常設）	最大 300m ³ /h で注水、その後は炉心を冠水維持可能な注水量に制御	設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定  復水移送ポンプ2台による注水特性	
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	140m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	
格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa [gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して、格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定		
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設）	最大 378m ³ /h で注水（格納容器スプレイ実施前）	設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定  常設低圧代替注水系ポンプ2台による注水特性	
		230m ³ /h（格納容器スプレイ実施中）	設計に基づき、併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定	
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	130m ³ /hにて格納容器内へスプレイ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.31MPa [gage]における排出流量13.4kg/sに対して、第二弁を全開にて格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して、格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させるのに必要な排出流量として設定	
備考				

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧・低圧注水機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所				
第 7.1.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（4/4）			第 2.1-2 表 主要解析条件（高圧・低圧注水機能喪失）（5/5）				
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方		項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	低圧代替注水系（常設）の追加起動及び中央制御室における系統構成	事象発生から 10 分後	高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から 10 分後に開始し、操作時間は約 4 分間として設定	重大事故等対策に関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 25 分後	中央制御室において、状況判断の時間、高圧・低圧注水機能喪失の確認時間及び低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生から約 14 分後	中央制御室操作における低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定		代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.18MPa [gage] 到達時	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定		格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定				
備考							

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.2 高圧注水・減圧機能喪失</p> <p>7.1.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」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、①「過渡事象＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」、②「過渡事象＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」、③「通常停止＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」、④「通常停止＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」、⑤「サポート系喪失＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」及び⑥「サポート系喪失＋SRV 再閉失敗＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCA を除く）の発生後、高圧注水機能が喪失し、かつ、原子炉減圧機能（自動減圧機能）が喪失することを想定する。このため、原子炉注水ができず、逃がし安全弁による圧力制御（逃がし弁機能）に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉が減圧できず高圧のまま炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、高圧注水機能又は原子炉減圧機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>ここで、高圧注水・減圧機能喪失が生じた際の状況を想定すると、事象発生後、重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも、高圧注水に期待せず、設計基準事故対処設備による原子炉減圧にも失敗した後に、重大事故等対処設備によって原子炉を減圧し、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が、原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位がより早く低下することから、事故対応として厳しいと考えられる。このことから、本事故シーケンスグループにおいては、高圧注水機能に期待せず、原子炉減圧機能に対する対策の有効性を評価することとする。なお、高圧注水及び原子炉減圧機能喪失が生じ、重大事故等対処設備の注水手段としては高圧注水のみを期待する事故シーケンスとして、全交流動力電源喪失時の直流電源喪失があり、「7.1.3.3 全交流動力電源喪失（外部電源喪失＋DG 喪失）＋直流電源喪失」において主に高圧代替注水系の有効性を確認している。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、代替自動減圧ロジックを用いた</p>	<p>2.2 高圧注水・減圧機能喪失</p> <p>2.2.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」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「過渡事象＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」、②「手動停止／サポート系喪失（手動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」及び③「サポート系喪失（自動停止）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（LOCA を除く。）の発生後、高圧注水機能が喪失し、かつ、原子炉減圧機能（自動減圧機能）が喪失することを想定する。このため、原子炉注水ができず、逃がし安全弁による圧力制御（安全弁機能）に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉が減圧できず高圧のまま炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、高圧注水機能又は原子炉減圧機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。</p> <p>ここで、高圧注水・減圧機能喪失が生じた際の状況を想定すると、事象発生後、重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも、高圧注水に期待せず、設計基準事故対処設備による原子炉減圧にも失敗した後に、重大事故等対処設備によって原子炉を減圧し、低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が、原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位がより早く低下することから、事故対応として厳しいと考えられる。このことから、本事故シーケンスグループにおいては、高圧注水機能に期待せず、原子炉減圧機能に対する対策の有効性を評価することとする。なお、高圧注水及び原子炉減圧機能喪失が生じ、重大事故等対処設備の注水手段としては高圧注水に期待する事故シーケンスとして、全交流動力電源喪失時の直流電源喪失があり、「2.3.2 全交流動力電源喪失（TBD、TBU）」において主に高圧代替注水系の有効性を確認している。</p> <p>したがって、本事故シーケンスグループでは、代替自動減圧ロジックを用いた</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>逃がし安全弁による原子炉減圧を行い、原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧手段及び残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、残留熱除去系（低圧注水モード）による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第7.1.2-1図から第7.1.2-2図に、手順の概要を第7.1.2-3図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.1.2-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で</p>	<p>逃がし安全弁による原子炉減圧を行い、原子炉減圧後に低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧手段並びに低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで、低圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.2-1図に、手順の概要を第2.2-2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操作手順の関係を第2.2-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）10名である。その内訳は次のとおりであ</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>構成され、合計 16 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、当直長 1 名（6 号及び 7 号炉兼任）、当直副長 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、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は 5 名である。必要な要員と作業項目について第 7.1.2-4 図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、16 名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム確認 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニター等である。</p> <p>b. 高圧注水機能喪失確認 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系、原子炉水位低（レベル 1.5）で高圧炉心注水系の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。</p> <p>高圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量指示等である。 原子炉水位は更に低下し、原子炉水位低（レベル 1）で残留熱除去系（低圧注水モード）が自動起動する。</p> <p>c. 代替自動減圧ロジック動作確認 原子炉水位低（レベル 1）到達の 10 分後及び残留熱除去系ポンプ運転時に代替自動減圧ロジックにより、逃がし安全弁 4 個が自動で開放し、原子炉が急速減圧される。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び原子炉圧力である。</p> <p>d. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び残留熱除去系系統流量等である。</p>	<p>る。中央制御室の運転員は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名及び運転操作対応を行う当直運転員 4 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 4 名である。必要な要員と作業項目について第 2.2-3 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、必要な要員数を確認した結果、10 名で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム確認 運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。 原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。</p> <p>b. 高圧注水機能喪失確認 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位異常低下（レベル 2）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発生するが全て機能喪失していることを確認する。</p> <p>高圧注水機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統の流量等である。 原子炉水位は更に低下し、原子炉水位異常低下（レベル 1）で低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）3 系統が自動起動する。</p> <p>c. 過渡時自動減圧機能動作確認 原子炉水位異常低下（レベル 1）到達の 10 分後及び低圧炉心スプレイ系ポンプ又は残留熱除去系ポンプ運転時に過渡時自動減圧機能により、逃がし安全弁（自動減圧機能）2 個が自動で開放し、原子炉が急速減圧される。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉圧力等である。</p> <p>d. 低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水 過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）のそれぞれの系統圧力を下回ると、それぞれの系統による原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、低圧炉心スプレイ系</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>e. 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位維持を確認後、異なる残留熱除去系によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転を開始する。 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の運転を確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ・プール水温度等である。</p> <p>f. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の運転により、サブプレッション・チェンバ・プール水温が静定することを確認後、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。これにより原子炉は冷温停止状態に移行する。 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）の運転を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。</p> <p>以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>7.1.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 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、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」である。 本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、サブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価</p>	<p>系統流量、残留熱除去系系統流量等である。</p> <p>原子炉水位回復後は、低圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>e. 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）運転 低圧炉心スプレイ系による原子炉水位維持を確認後、残留熱除去系によるサブプレッション・プール冷却運転を開始する。</p> <p>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）の運転を確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・プール水温度等である。</p> <p>以降、炉心冷却は、低圧炉心スプレイ系による注水により継続的に行い、また、格納容器除熱は、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）により継続的に行う。さらに、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を実施し、冷温停止状態とする。</p> <p>2.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（原子炉水位低下の観点で厳しい給水流量の全喪失を選定）を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高圧状態が継続される「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。 本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）及びECCS注水（給水系・代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達及びサブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER, シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力, 原子炉水位, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力, 格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また, 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として, 本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.1.2-2 表に示す。また, 主要な解析条件について, 本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として, 給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系, 原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できるものとする。</p> <p>外部電源がある場合, 事象発生と同時に再循環ポンプがトリップしないことにより, 原子炉水位低 (レベル 3) による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され, 原子炉水位の低下が早いため, 炉心冷却上厳しくなる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号</p> <p>原子炉スクラムは, 原子炉水位低 (レベル 3) 信号によるものとする。</p> <p>(b) 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能</p> <p>原子炉水位の低下に伴い, 原子炉水位低 (レベル 3) 信号により再循環ポンプ 4 台を自動停止し, 原子炉水位低 (レベル 2) 信号により残りの再循環ポンプ 6 台を自動停止するものとする。</p> <p>(c) 原子炉減圧機能</p> <p>逃がし安全弁の逃がし弁機能にて, 原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また, 逃がし安全弁による原子炉手動減圧に失敗することを想定する。代替自動減圧ロジックを用いた自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉減圧は, 原子炉水位低 (レベル 1) 到達から 10 分後に開始し, 自動減圧機能付き逃がし安全弁 4 個により原子炉減圧する。</p>	<p>に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER 及びシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力, 原子炉水位, 燃料被覆管温度, 格納容器圧力, 格納容器雰囲気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, 本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響, 評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 2.2-2 表に示す。また, 主要な解析条件について, 本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>起因事象として, 給水流量の全喪失が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系, 原子炉減圧機能として自動減圧系の機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できるものとする。</p> <p>外部電源がある場合, 事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより, 原子炉水位低 (レベル 3) による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され, 原子炉水位の低下が早いため, 炉心冷却上厳しくなる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム</p> <p>原子炉スクラムは, 原子炉水位低 (レベル 3) 信号によるものとする。</p> <p>(b) ATWS 緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能)</p> <p>ATWS 緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能) は, 原子炉水位の低下に伴い, 原子炉水位異常低下 (レベル 2) 信号により再循環系ポンプ 2 台全てを自動停止するものとする。</p> <p>(c) 原子炉減圧機能</p> <p>逃がし安全弁 (安全弁機能) にて, 原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また, 逃がし安全弁による原子炉手動減圧に失敗することを想定する。過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉減圧は, 原子炉水位異常低下 (レベル 1) 到達から 10 分後に開始し, 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 2 個により原子炉減圧する。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。</p> <p>(d) 残留熱除去系（低圧注水モード） 原子炉水位低（レベル1）到達後、残留熱除去系（低圧注水モード）が自動起動し、逃がし安全弁による原子炉減圧後に、954m³/h（0.27MPa[dif]において）にて原子炉注水する。</p> <p>(e) 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード） 伝熱容量は、熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバ・プール水温又は原子炉冷却材温度52℃、海水温度30℃において）とする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「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) 残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作は、原子炉水位高（レベル8）を確認後、開始する。</p> <p>(b) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作は、原子炉圧力が0.93MPa[gage]まで低下したことを確認後、事象発生12時間後に開始する。</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圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※1、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第7.1.2-5図から第7.1.2-10図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置</p>	<p>容量として1個当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。</p> <p>(d) 低圧炉心スプレイ系 原子炉水位異常低下（レベル1）到達後、低圧炉心スプレイ系が自動起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に、1,419m³/h（0.84MPa [dif] において）（最大1,561m³/h）にて原子炉注水する。</p> <p>(e) 残留熱除去系（低圧注水系） 原子炉水位異常低下（レベル1）到達後、残留熱除去系（低圧注水系）3系統が自動起動し、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧後に、1系統当たり1,605m³/h（0.14MPa [dif] において）（最大1,676m³/h）にて原子炉注水する。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）まで回復し、低圧炉心スプレイ系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は、注水を停止する。</p> <p>(f) 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系） 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）は、自動起動した残留熱除去系（低圧注水系）のうち、1系統を切り替えるものとする。 伝熱容量は、熱交換器1基当たり約43MW（サブプレッション・プール水温度100℃、海水温度32℃において）とする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」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（サブプレッション・プール冷却系）運転操作は、原子炉水位高（レベル8）を確認後に切替えに要する時間を考慮し、原子炉水位高（レベル8）到達の5分後に実施する。</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圧力、原子炉水位（シュラウド内及びシュラウド内外）※、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.2-4図から第2.2-9図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管の最高温度発生位置に</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>位置におけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第7.1.2-11図から第7.1.2-16図に，格納容器圧力，格納容器温度，サプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第7.1.2-17図から第7.1.2-20図に示す。</p> <p>※1 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には，原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後，原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムするが，原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し，原子炉水位低（レベル1.5）で高圧炉心注水系の起動に失敗し，原子炉水位低（レベル1）で残留熱除去系（低圧注水モード）が起動する。原子炉水位低（レベル1）到達の10分後に代替自動減圧ロジックにより，逃がし安全弁4個が開き，原子炉が急速減圧される。原子炉減圧後に，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始される。再循環ポンプについては，原子炉水位低（レベル3）で4台トリップし，原子炉水位低（レベル2）で残り6台がトリップする。主蒸気隔離弁は，原子炉水位低（レベル1.5）で全閉する。原子炉急速減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し，有効燃料棒頂部を下回るが，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し，炉心は再冠水する。</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は，原子炉減圧により，原子炉水位が低下し，炉心が露出することから上昇する。その結果，燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後，残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水により，燃料の露出と冠水を繰り返すため，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると，ボイド率が低下し，熱伝達係数が上昇することから，燃料被覆管温度は低下する。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。また，炉心が再冠水した以降は，残</p>	<p>おけるボイド率，高出力燃料集合体のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.2-10図から第2.2-15図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第2.2-16図から第2.2-19図に示す。</p> <p>※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域），原子炉水位（狭帯域）の水位は，シュラウド外の水位であることから，シュラウド内外の水位を併せて示す。なお，水位が燃料有効長頂部付近となった場合には，原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>給水流量の全喪失後，原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムするが，原子炉水位異常低下（レベル2）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の起動に失敗し，原子炉水位異常低下（レベル1）で低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）3系統が起動する。原子炉水位異常低下（レベル1）到達の10分後に過渡時自動減圧機能により逃がし安全弁（自動減圧機能）2個が開き，原子炉が急速減圧される。原子炉減圧後に，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）3系統による原子炉注水が開始される。再循環系ポンプについては，原子炉水位異常低下（レベル2）で2台全てがトリップする。主蒸気隔離弁は，原子炉水位異常低下（レベル2）で全閉する。原子炉急速減圧を開始すると，原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し，燃料有効長頂部を下回るが，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）3系統による原子炉注水が開始されると原子炉水位が回復し，炉心は再冠水する。</p> <p>燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は，原子炉減圧により，原子炉水位が低下し，炉心が露出することから上昇する。その結果，燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）3系統による原子炉注水により，燃料の露出と冠水を繰り返すため，燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると，ボイド率が低下し，熱伝達係数が上昇することから，燃料被覆管温度は低下する。</p> <p>高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については，原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。また，炉心が再冠水した以降は，残</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>留熱除去系を用いた原子炉压力容器及び原子炉格納容器除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第7.1.2-11図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約761℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。原子炉圧力は、第7.1.2-5図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.52MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉压力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、約7.82MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.07MPa[gage]及び約101℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>第7.1.2-6図に示すとおり、残留熱除去系(低圧注水モード)による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。</p> <p>その後は、12時間後に残留熱除去系による原子炉压力容器及び原子炉格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>7.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。高圧注水・減圧機能喪失では、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、残留熱除去系(サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)運転操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「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>留熱除去系を用いた原子炉压力容器及び格納容器除熱手順に従い、冷温停止状態に移行することができる。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第2.2-10図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約711℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、高出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。原子炉圧力は、第2.2-4図に示すとおり、逃がし安全弁(安全弁機能)の作動により、約7.79MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉压力容器底部圧力との差(高々約0.3MPa)を考慮しても、約8.09MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を十分下回る。格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.04MPa[gage]及び約90℃に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>第2.2-5図に示すように、低圧炉心スプレイ系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。</p> <p>その後は、約1時間後に残留熱除去系による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料2.2.1)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。高圧注水・減圧機能喪失では、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)運転操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、原子炉注水は代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（冠水後の流量調整操作）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できており、また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さく、また、格納容器圧力及び温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料</p>	<p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、原子炉注水は過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧並びに低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）3系統の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（冠水後の流量調整操作）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できており、また、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さく、また、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.2.2）</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、実験解析では熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高めに評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高めに評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.1.2-2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42kW/m以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び残留熱除去系の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したのとしており、その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上</p>	<p>被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料2.2.2)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第2.2-2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約33kW/m～約41kW/mであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉注水は過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁による原子炉減圧及び低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）3系統の自動起動により行われ、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したのとしており、その最確条件は平均的燃焼度約31GWd/tであり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び雰</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>昇が遅くなるが、残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）への移行は冠水後の操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積（ウェットウエル）の空間部及び液相部、サブプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30Gwd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積（ウェットウエル）の空間部及び液相部、サブプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え</p>	<p>気温度の上昇が遅くなるが、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）への移行は冠水後の操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、サブプレッション・プール水位、格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 33kW/m～約 41kW/m であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31Gwd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、サブプレッション・プール水位、格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環ポンプがトリップせず原子炉水位低の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機により電源が供給される。</p> <p>機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作は、解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル8）到達後（事象発生から約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、複数の残留熱除去系を用いて低圧注水モードによる原子炉水位維持操作とサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの運転操作を同じ運転員が行うことから、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの操作開始時間は変動し得るが、その時間は短く、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は早まる可能性があるが、中央制御室で行う操作であることから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時</p>	<p>動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、炉心冷却上厳しくする観点から、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップせず原子炉水位異常低下（レベル2）の信号でトリップすることで原子炉水位の低下が早くなるように外部電源がある状態を設定している。仮に事象発生とともに外部電源喪失が発生する場合は、外部電源喪失と同時に再循環系ポンプがトリップするため、原子炉水位の低下が遅くなり、炉心露出時間も短くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、外部電源がない場合は非常用ディーゼル発電機等により電源が供給される。</p> <p>機器条件の低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料2.2.2)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）運転操作は、解析上の操作開始時間として原子炉水位高（レベル8）到達から5分後（事象発生から約41分後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、低圧炉心スプレイ系及び複数の残留熱除去系を用いて原子炉水位維持操作とサブプレッション・プール冷却の運転操作を同じ運転員が行うことから、サブプレッション・プール冷却の操作開始時間は変動し得るが、その時間は短く、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は早まる可能性があるが、中央制御室で行う操作であることから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料2.2.2)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。 操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作については、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転開始までの時間は事象発生から約60分後であり、操作開始が遅れる場合においても、格納容器圧力が0.31MPa [gage]に到達するまでの時間は、事象進展が同様となる「7.1.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり約17時間であり、約16時間以上の時間余裕がある。また、原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa [gage]に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間後であり、約37時間以上の時間余裕がある。</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	<p>とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.2.2)</p> <p>(3) 感度解析 本重要事故シーケンスでは、安全機能の喪失に対する仮定に従い、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）3系統による原子炉注水に期待した評価を実施している。仮に、注水流量が小さくなり、かつ、注水圧力の最大値が低く原子炉減圧後の注水開始が遅くなる場合を想定し、残留熱除去系（低圧注水系）1系統のみに期待した場合の感度解析を実施した。その結果、第2.2-20図から第2.2-23図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約821℃となり、「2.2.2(3) 有効性評価の結果」で示す最高温度約711℃に比べて上昇するものの、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となることから、評価項目を満足する。</p> <p>(添付資料 2.2.3)</p> <p>(4) 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。 操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）運転操作については、サブプレッション・プール冷却運転開始までの時間は事象発生から約41分後であり、操作開始が遅れる場合においても、格納容器圧力が0.31MPa [gage]に到達するまでの時間は、事象進展が同様となる「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり約28時間であり、27時間以上の時間余裕がある。また、格納容器の限界圧力0.62MPa [gage]に至るまでの時間は、「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」に示すとおり事象発生33時間後であり、約32時間以上の時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 2.2.2)</p> <p>(5) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

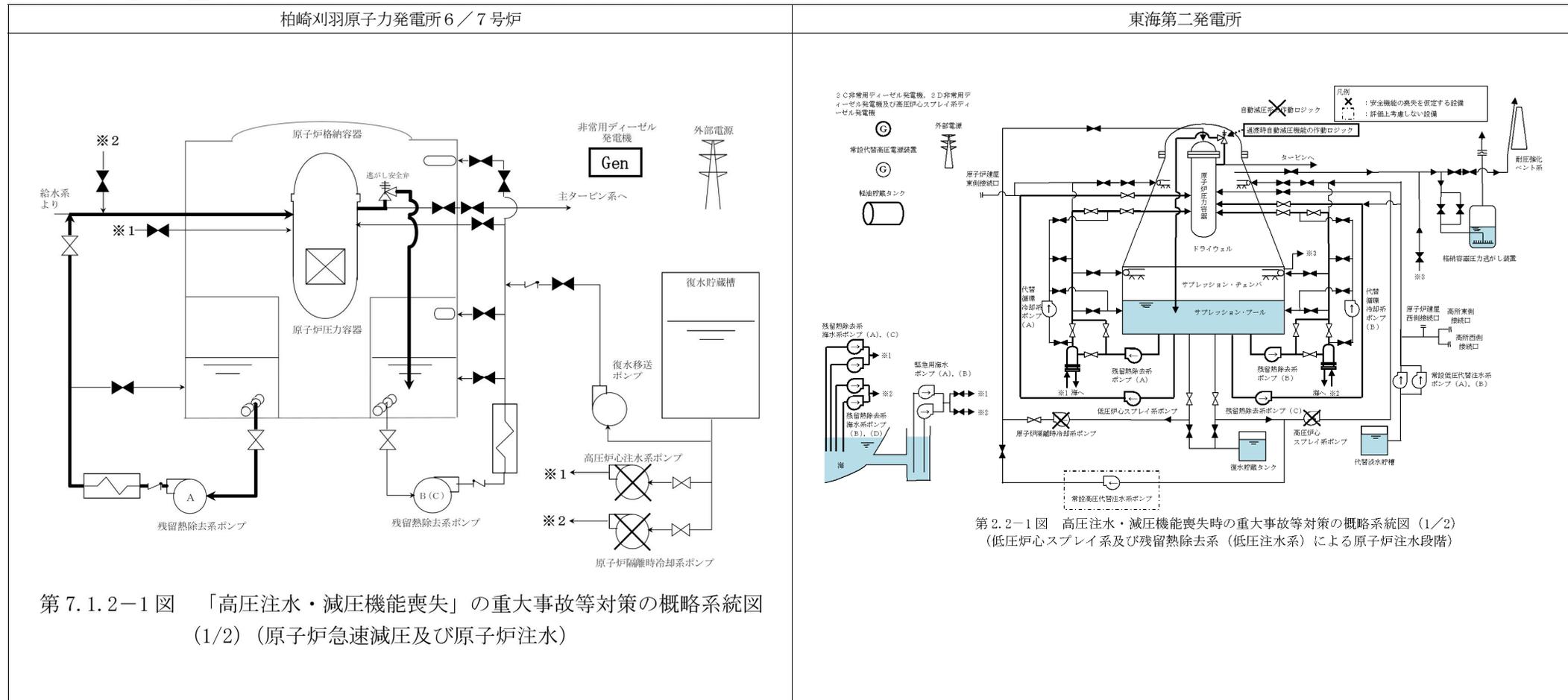
柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における必要な要員は、「7.1.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり16名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の72名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 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>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、サブプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはないため、7日間の注水継続実施が可能である。なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定し、事象発生後7日間非常用ディーゼル発電機を最大負荷で運転した場合、号炉あたり約753kLの軽油が必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約13kLの軽油が必要となる（6号及び7号炉合計約1,519kL）。</p> <p>6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL（6号及び7号炉合計約2,040kL）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による電源供給、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給について、7日間の継続が可能である。</p> <p>c. 電源</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機による電源供給を想定した場合</p>	<p>2.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「2.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり10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」で説明している災害対策要員（初動）の39名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については、サブプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはないため、7日間の注水継続実施が可能である。なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）による電源供給を想定し、事象発生後7日間これらを最大負荷で運転した場合、合計約755.5kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約800kLの軽油を保有しており、こ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及び常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）による電源供給について、7日間の継続が可能である。緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機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 style="text-align: right;">（添付資料2.2.4）</p> <p>c. 電源</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定した場合</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>においても、6号及び7号炉において重大事故等対策時に必要な負荷は、各号炉の非常用ディーゼル発電機負荷に含まれることから、非常用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、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト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>7.1.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧手段、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧注水失敗＋原子炉減圧失敗」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁による原子炉減圧、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水、残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード及びサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による</p>	<p>合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷として、約951kW必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置2台）の連続定格容量は約2,208kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、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2.2.5)</p> <p>2.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」では、高圧注水機能及び原子炉減圧機能が喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧手段、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段並びに安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策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、過渡時自動減圧機能を用いた逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水並びに残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容</p>	

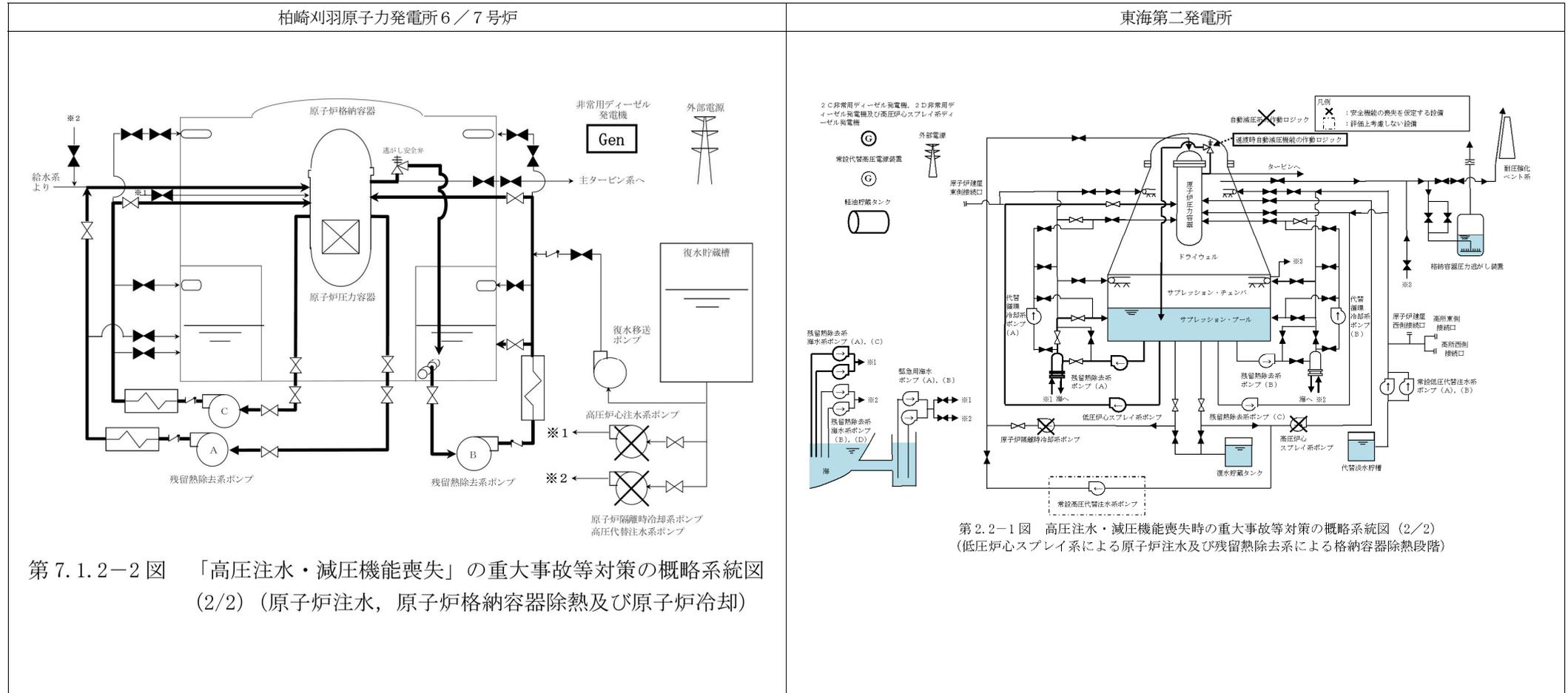
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>原子炉圧力容器及び原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」に対して有効である。</p>	



第 7.1.2-1 図 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/2) (原子炉急速減圧及び原子炉注水)

備考



備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉

高圧注水・減圧機能喪失																																																																																										
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間（分）				備考																																																																														
	責任者	当直長		1人		中央監視 緊急時対策本部連絡		10	20	30	40		50	60																																																																												
操作項目	指揮者	6分	当直副長	1人	中央監視 緊急時対策本部連絡	操作の内容	▼ 発生発生	▼ 約22分	▼ 約23分	▼ 約24分	▼ 約29分	▼ 約30分	▼ 約31分	▼ 約32分	▼ 約33分	▼ 約34分	▼ 約35分	▼ 約36分	▼ 約37分	▼ 約38分	▼ 約39分	▼ 約40分	▼ 約41分	▼ 約42分	▼ 約43分	▼ 約44分	▼ 約45分	▼ 約46分	▼ 約47分	▼ 約48分	▼ 約49分	▼ 約50分	▼ 約51分	▼ 約52分	▼ 約53分	▼ 約54分	▼ 約55分	▼ 約56分	▼ 約57分	▼ 約58分	▼ 約59分	▼ 約60分	▼ 約61分	▼ 約62分	▼ 約63分	▼ 約64分	▼ 約65分	▼ 約66分	▼ 約67分	▼ 約68分	▼ 約69分	▼ 約70分	▼ 約71分	▼ 約72分	▼ 約73分	▼ 約74分	▼ 約75分	▼ 約76分	▼ 約77分	▼ 約78分	▼ 約79分	▼ 約80分	▼ 約81分	▼ 約82分	▼ 約83分	▼ 約84分	▼ 約85分	▼ 約86分	▼ 約87分	▼ 約88分	▼ 約89分	▼ 約90分	▼ 約91分	▼ 約92分	▼ 約93分	▼ 約94分	▼ 約95分	▼ 約96分	▼ 約97分	▼ 約98分	▼ 約99分	▼ 約100分								
	通報連絡者	7分	当直副長	1人	各号炉運転操作指揮		▼ 約19分	▼ 約20分	▼ 約21分	▼ 約22分	▼ 約23分	▼ 約24分	▼ 約25分	▼ 約26分	▼ 約27分	▼ 約28分	▼ 約29分	▼ 約30分	▼ 約31分	▼ 約32分	▼ 約33分	▼ 約34分	▼ 約35分	▼ 約36分	▼ 約37分	▼ 約38分	▼ 約39分	▼ 約40分	▼ 約41分	▼ 約42分	▼ 約43分	▼ 約44分	▼ 約45分	▼ 約46分	▼ 約47分	▼ 約48分	▼ 約49分	▼ 約50分	▼ 約51分	▼ 約52分	▼ 約53分	▼ 約54分	▼ 約55分	▼ 約56分	▼ 約57分	▼ 約58分	▼ 約59分	▼ 約60分	▼ 約61分	▼ 約62分	▼ 約63分	▼ 約64分	▼ 約65分	▼ 約66分	▼ 約67分	▼ 約68分	▼ 約69分	▼ 約70分	▼ 約71分	▼ 約72分	▼ 約73分	▼ 約74分	▼ 約75分	▼ 約76分	▼ 約77分	▼ 約78分	▼ 約79分	▼ 約80分	▼ 約81分	▼ 約82分	▼ 約83分	▼ 約84分	▼ 約85分	▼ 約86分	▼ 約87分	▼ 約88分	▼ 約89分	▼ 約90分	▼ 約91分	▼ 約92分	▼ 約93分	▼ 約94分	▼ 約95分	▼ 約96分	▼ 約97分	▼ 約98分	▼ 約99分	▼ 約100分		
	運転員 (中央制御室)	6号	7号	6号	7号		6号	7号	▼ 約19分	▼ 約20分	▼ 約21分	▼ 約22分	▼ 約23分	▼ 約24分	▼ 約25分	▼ 約26分	▼ 約27分	▼ 約28分	▼ 約29分	▼ 約30分	▼ 約31分	▼ 約32分	▼ 約33分	▼ 約34分	▼ 約35分	▼ 約36分	▼ 約37分	▼ 約38分	▼ 約39分	▼ 約40分	▼ 約41分	▼ 約42分	▼ 約43分	▼ 約44分	▼ 約45分	▼ 約46分	▼ 約47分	▼ 約48分	▼ 約49分	▼ 約50分	▼ 約51分	▼ 約52分	▼ 約53分	▼ 約54分	▼ 約55分	▼ 約56分	▼ 約57分	▼ 約58分	▼ 約59分	▼ 約60分	▼ 約61分	▼ 約62分	▼ 約63分	▼ 約64分	▼ 約65分	▼ 約66分	▼ 約67分	▼ 約68分	▼ 約69分	▼ 約70分	▼ 約71分	▼ 約72分	▼ 約73分	▼ 約74分	▼ 約75分	▼ 約76分	▼ 約77分	▼ 約78分	▼ 約79分	▼ 約80分	▼ 約81分	▼ 約82分	▼ 約83分	▼ 約84分	▼ 約85分	▼ 約86分	▼ 約87分	▼ 約88分	▼ 約89分	▼ 約90分	▼ 約91分	▼ 約92分	▼ 約93分	▼ 約94分	▼ 約95分	▼ 約96分	▼ 約97分	▼ 約98分	▼ 約99分	▼ 約100分
	運転員 (現場)	6号	7号	6号	7号		6号	7号	▼ 約19分	▼ 約20分	▼ 約21分	▼ 約22分	▼ 約23分	▼ 約24分	▼ 約25分	▼ 約26分	▼ 約27分	▼ 約28分	▼ 約29分	▼ 約30分	▼ 約31分	▼ 約32分	▼ 約33分	▼ 約34分	▼ 約35分	▼ 約36分	▼ 約37分	▼ 約38分	▼ 約39分	▼ 約40分	▼ 約41分	▼ 約42分	▼ 約43分	▼ 約44分	▼ 約45分	▼ 約46分	▼ 約47分	▼ 約48分	▼ 約49分	▼ 約50分	▼ 約51分	▼ 約52分	▼ 約53分	▼ 約54分	▼ 約55分	▼ 約56分	▼ 約57分	▼ 約58分	▼ 約59分	▼ 約60分	▼ 約61分	▼ 約62分	▼ 約63分	▼ 約64分	▼ 約65分	▼ 約66分	▼ 約67分	▼ 約68分	▼ 約69分	▼ 約70分	▼ 約71分	▼ 約72分	▼ 約73分	▼ 約74分	▼ 約75分	▼ 約76分	▼ 約77分	▼ 約78分	▼ 約79分	▼ 約80分	▼ 約81分	▼ 約82分	▼ 約83分	▼ 約84分	▼ 約85分	▼ 約86分	▼ 約87分	▼ 約88分	▼ 約89分	▼ 約90分	▼ 約91分	▼ 約92分	▼ 約93分	▼ 約94分	▼ 約95分	▼ 約96分	▼ 約97分	▼ 約98分	▼ 約99分	▼ 約100分

第7.1.2-4図 「高圧注水・減圧機能喪失」の作業と所要時間

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

東海第二発電所

				高圧注水・減圧機能喪失																	
				経過時間																	
				0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 時間															25 時間	備考	
操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容																	
	責任者	当直発電員	1人		中央監視 運転操作指揮																
	補佐	当直副発電員	1人		運転操作指揮補佐																
	指揮者等	災害対応要員 (指揮者等)	4人		初動での指揮 発電所内外連絡																
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)																		
状況判断	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●給水量全喪失の確認 ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●常設減圧ポンプトリップの確認 ●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁（安全弁機能）による原子炉圧力制御の確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 	10分																※1 シェラウド内水位に達する時間 ※2 MFAより解析に基づく時間
高圧注水機能喪失の確認	【1人 A	-	-	●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動操作（失敗）	2分																
常設代替高圧電源設備故障による緊急用母線の受電操作	【1人 B	-	-	●常設代替高圧電源装置の台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分																外部電源がない場合に実施する
高圧代替注水系の起動操作（※3）	【1人 A	-	-	●高圧代替注水系による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	4分																解析上考慮しない
高圧注水機能の回復操作	-	2人 C, D	-	●給水・還水系及び高圧注水機能の回復操作、失敗原因調査	適宜実施															解析上考慮しない	
低圧注水機能の自動起動の確認	【1人 A	-	-	●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の自動起動確認	適宜確認																
原子炉自動減圧の確認	【1人 A	-	-	●逃がし安全弁（自動減圧機能）2箇の自動開放確認	適宜確認																
原子炉水位の調整操作（低圧炉心スプレイ系）	【1人 A	-	-	●低圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持																
残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作	【1人 B	-	-	●残留熱除去系（低圧注水系）から残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）への切替操作（1系列） ●残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）によるサブプレッション・プール冷却設備の監視	4分	適宜確認															
使用済燃料プールの除熱操作	【1人 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系による海水連水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	適宜実施															解析上考慮しない ブローリングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する	
必要要員合計	2人 A, B	2人 C, D	0人																20分 15分	解析上考慮しない 約25時間後までに実施する	

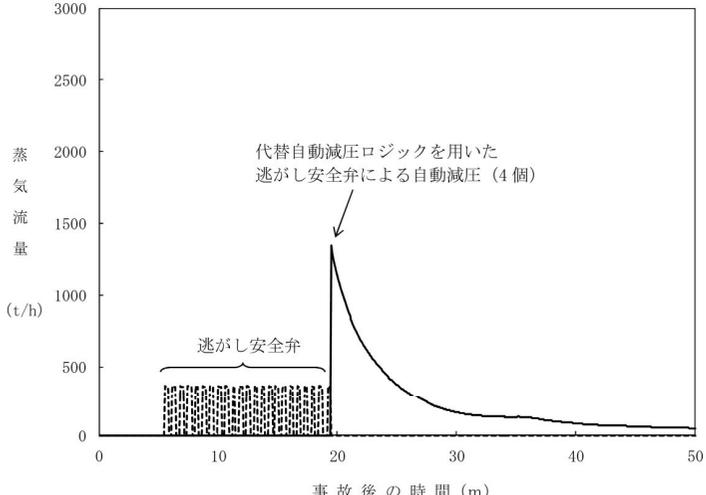
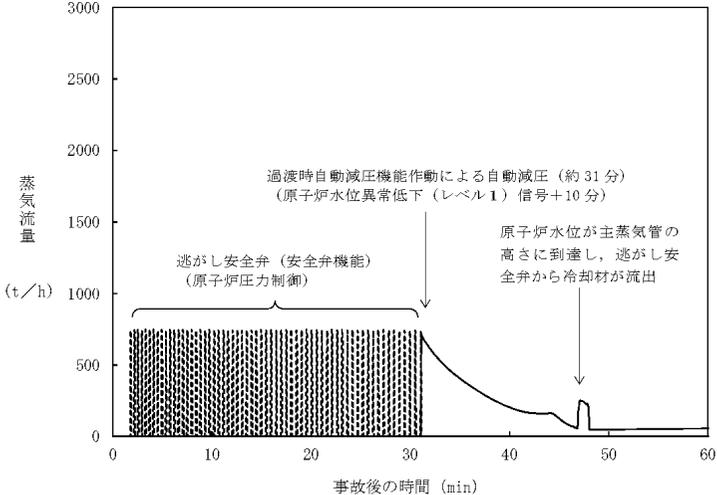
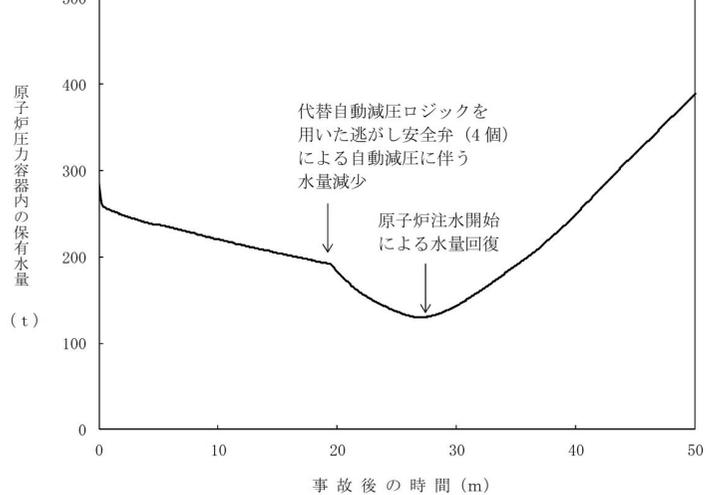
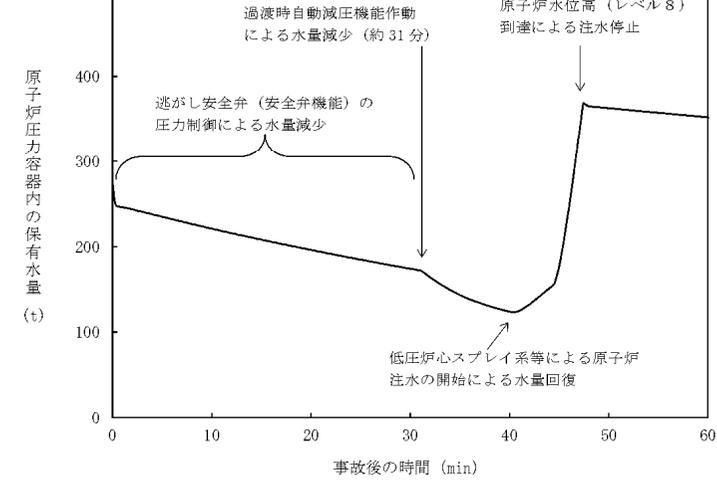
※3 本事故シナリオグループにおいては機能に期待しないこととする。

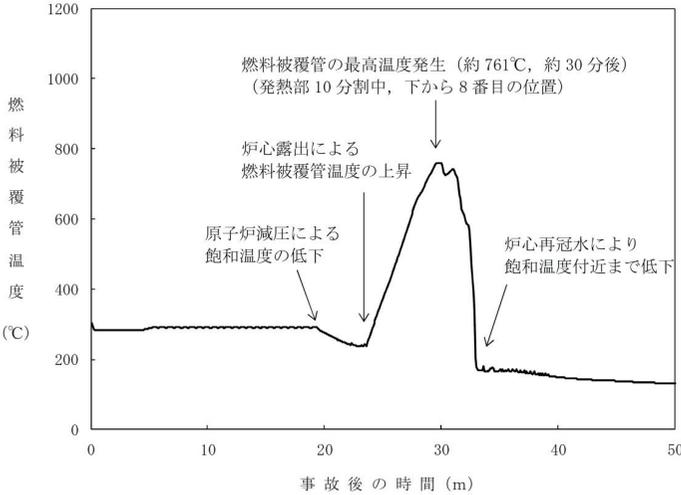
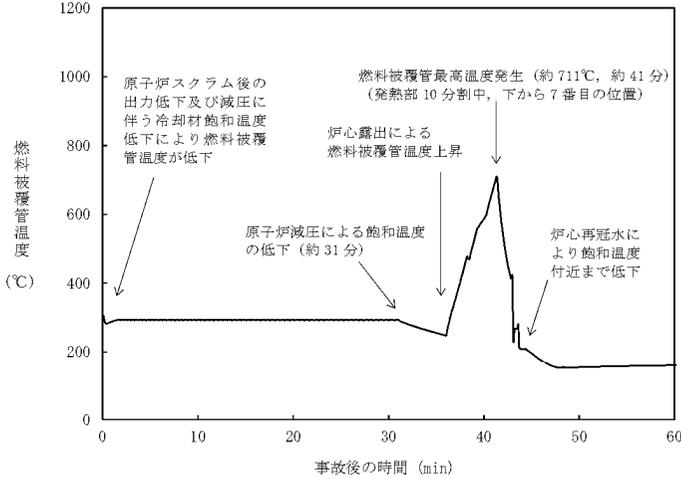
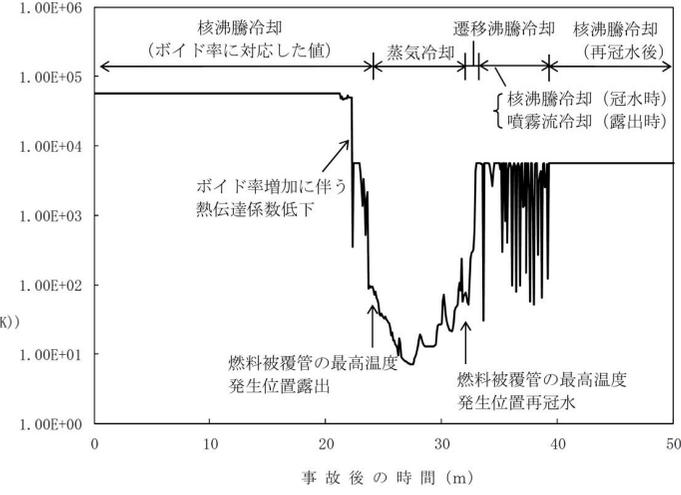
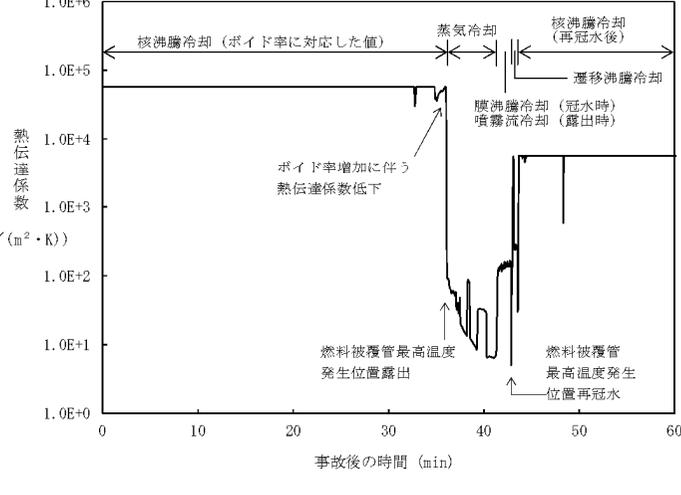
第 2.2-3 図 高圧注水・減圧機能喪失時の作業と所要時間

備考

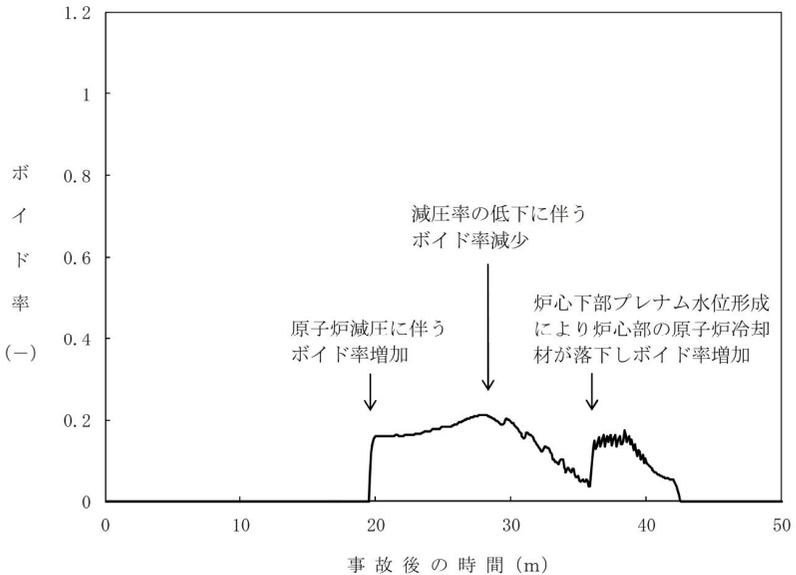
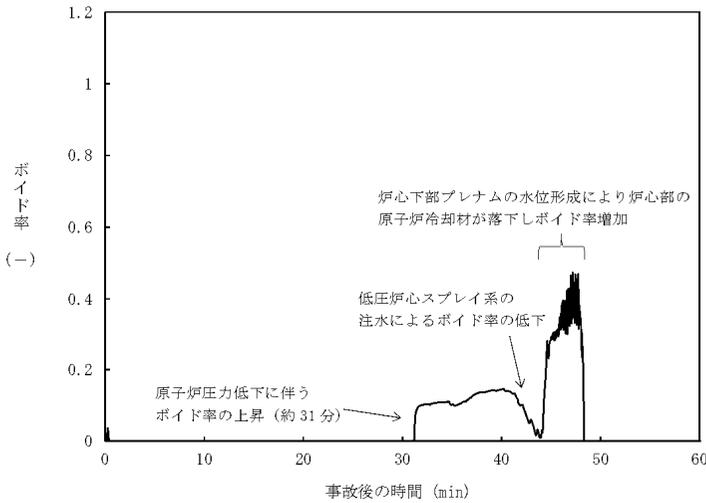
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>逃がし安全弁閉閉による圧力制御 (最大値：約 7.52MPa[gage], 約 15分)</p> <p>代替自動減圧ロジックを用いた 逃がし安全弁 4 個による 自動減圧 (約 19分)</p> <p>主蒸気隔離弁の閉止 による圧力上昇</p> <p>残留熱除去系（低圧注水モード） により大量の原子炉冷却材が注水 され、沸騰が停止し原子炉圧力は 低下</p> <p>原子炉 圧 力 (MPa[abs])</p> <p>事 故 後 の 時 間 (m)</p>	<p>過渡時自動減圧機能作動による自動減圧 (約 31分) (原子炉水位異常低下 (レベル 1) 信号+10分)</p> <p>逃がし安全弁 (安全弁機能) の開閉による 圧力制御 (最大値：約 7.79MPa [gage])</p> <p>主蒸気隔離弁閉止による圧力上昇</p> <p>低圧炉心スプレイ系の注水に伴い、 炉心での蒸気発生量が増加し、 原子炉圧力が僅かに上昇</p> <p>原子炉 圧 力 (MPa[abs])</p> <p>事 故 後 の 時 間 (min)</p>	
<p>第 7. 1. 2-5 図 原子炉圧力の推移</p>	<p>第 2. 2-4 図 原子炉圧力の推移</p>	
<p>自動減圧に伴う減圧沸騰 による水位上昇</p> <p>原子炉減圧による蒸気流出 により水位低下</p> <p>注水開始後、 徐々に水位が回復</p> <p>炉心上部プレナム</p> <p>高出力燃料集合体</p> <p>炉心下部プレナム</p> <p>原子炉水位 (シユラウド内水位) (m)</p> <p>事 故 後 の 時 間 (m)</p>	<p>原子炉自動減圧に伴う減圧沸騰 による水位上昇 (約 31分)</p> <p>逃がし安全弁 (安全弁機能) から の蒸気の流出による水位の低下</p> <p>炉心上部プレナム</p> <p>高出力燃料集合体</p> <p>炉心下部プレナム</p> <p>原子炉水位 (シユラウド内水位) (m)</p> <p>事 故 後 の 時 間 (min)</p>	
<p>第 7. 1. 2-6 図 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移</p>	<p>第 2. 2-5 図 原子炉水位 (シユラウド内水位) の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>第 7.1.2-7 図 原子炉水位（シユラウド内外水位）の推移</p>	<p>第 2.2-6 図 原子炉水位（シユラウド内外水位）の推移</p>	
<p>第 7.1.2-8 図 注水流量の推移</p>	<p>第 2.2-7 図 注水流量の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>蒸気流量 (t/h)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>逃がし安全弁</p> <p>代替自動減圧ロジックを用いた 逃がし安全弁による自動減圧 (4個)</p>	 <p>蒸気流量 (t/h)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>逃がし安全弁 (安全弁機能) (原子炉圧力制御)</p> <p>過渡時自動減圧機能作動による自動減圧 (約 31分) (原子炉水位異常低下 (レベル1) 信号+10分)</p> <p>原子炉水位が主蒸気管の高さに到達し、逃がし安全弁から冷却材が流出</p>	
<p>第 7.1.2-9 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	<p>第 2.2-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	
 <p>原子炉压力容器内の保有水量 (t)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>代替自動減圧ロジックを用いた逃がし安全弁 (4個) による自動減圧に伴う 水量減少</p> <p>原子炉注水開始 による水量回復</p>	 <p>原子炉压力容器内の保有水量 (t)</p> <p>事故後の時間 (min)</p> <p>逃がし安全弁 (安全弁機能) の 圧力制御による水量減少</p> <p>過渡時自動減圧機能作動 による水量減少 (約 31分)</p> <p>低圧炉心スプレイ系等による原子炉 注水の開始による水量回復</p> <p>原子炉水位高 (レベル8) 到達による注水停止</p>	
<p>第 7.1.2-10 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移</p>	<p>第 2.2-9 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所	備考
 <p>燃料被覆管温度の推移</p>	 <p>燃料被覆管温度の推移</p>	
 <p>燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	 <p>燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	
<p>第 7.1.2-11 図 燃料被覆管温度の推移</p> <p>第 7.1.2-12 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	<p>第 2.2-10 図 燃料被覆管温度の推移</p> <p>第 2.2-11 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移</p>	<p>備考</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>第 7.1.2-13 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p>	<p>第 2.2-12 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移</p>	
<p>第 7.1.2-14 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	<p>第 2.2-13 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>第 7.1.2-15 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	 <p>第 2.2-14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	

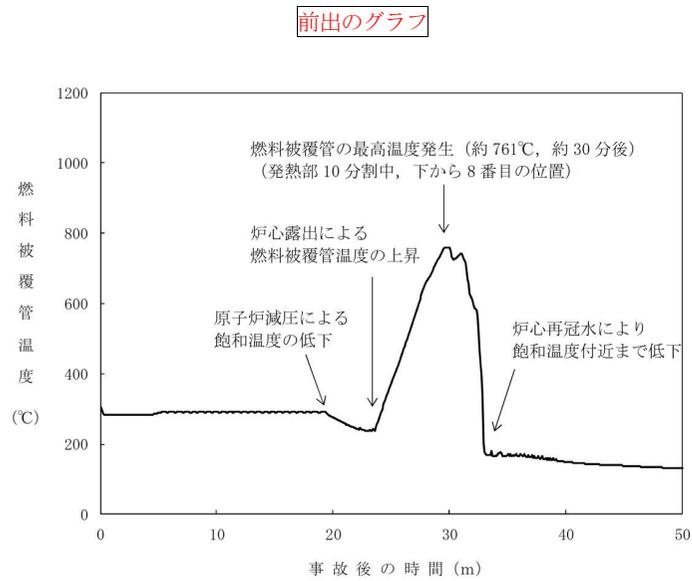
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>燃料被覆管の最高温度及び 円周方向応力の最大値</p> <p>○ GEMP731 □ ORNL3626 ■ ORNL3626(照射) ◇ GEMP683 × GEVNC(0.56°C/s)(8×8)(Vallecitosのデータ) ▲ GEVNC(2.8°C/s)(8×8)(Vallecitosのデータ) △ GEVNC(5.6°C/s)(8×8)(Vallecitosのデータ) + GEVNC(0.56°C/s)(7×7)(Vallecitosのデータ) ◆ GEVNC(2.8°C/s)(7×7)(Vallecitosのデータ) — GEVNC(5.6°C/s)(7×7)(Vallecitosのデータ) ● NUREG-0630,DATA F(ORNL) × NUREG-0630,DATA H(KK FABIOLA) ■ NUREG-0630,DATA I(ORNL) ◇ NUREG-0630,DATA J(KK) ● KIK(0.8~1.6K/s)(REBEKA Single Rod) △ JNES(内圧破裂試験) ○ NFI他(内圧破裂試験)</p> <p>— ベストフィット曲線 - - - 平均値-2σ曲線</p> <p>円周方向の応力 (N/mm²)</p> <p>燃料被覆管温度 (°C)</p>	<p>燃料被覆管の最高温度及び 円周方向応力の最大値</p> <p>○ GEMP731 □ ORNL3626(照射) ◇ GEMP683 × GEVNC(0.56°C/s)(8×8)(Vallecitosのデータ) ▲ GEVNC(2.8°C/s)(8×8)(Vallecitosのデータ) △ GEVNC(5.6°C/s)(8×8)(Vallecitosのデータ) + GEVNC(0.56°C/s)(7×7)(Vallecitosのデータ) ◆ GEVNC(2.8°C/s)(7×7)(Vallecitosのデータ) — GEVNC(5.6°C/s)(7×7)(Vallecitosのデータ) ● NUREG-0630,DATA F(ORNL) × NUREG-0630,DATA H(KK FABIOLA) ■ NUREG-0630,DATA I(ORNL) ◇ NUREG-0630,DATA J(KK) ● KIK(0.8~1.6K/s)(REBEKA Single Rod) △ JNES(内圧破裂試験) ○ NFI他(内圧破裂試験)</p> <p>— ベストフィット曲線 - - - 平均値-2σ曲線</p> <p>円周方向の応力 (N/mm²)</p> <p>燃料被覆管温度 (°C)</p>	
<p>第 7.1.2-16 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係</p>	<p>第 2.2-15 図 燃料被覆管破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>第 7.1.2-17 図 格納容器圧力の推移</p>	<p>第 2.2-16 図 格納容器圧力の推移</p>	
<p>第 7.1.2-18 図 格納容器気相温度の推移</p>	<p>第 2.2-17 図 格納容器雰囲気温度の推移</p>	

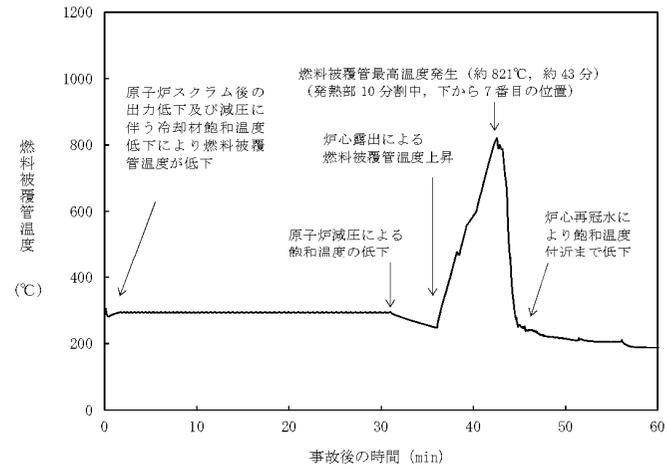
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>第 7.1.2-19 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p>	<p>第 2.2-18 図 サプレッション・プール水位の推移</p>	
<p>第 7.1.2-20 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p>	<p>第 2.2-19 図 サプレッション・プール水温度の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所	備考
<p style="text-align: center;">前出のグラフ</p> <p style="text-align: center;">第 7.1.2-5 図 原子炉圧力の推移</p> <p style="text-align: center;">第 7.1.2-7 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移</p>	<p style="text-align: center;">第 2.2-20 図 原子炉圧力の推移（残留熱除去系（低圧注水系）1 系統）</p> <p style="text-align: center;">原子炉自動減圧に伴う減圧沸騰による水位上昇</p> <p style="text-align: center;">原子炉の減圧に伴い、ダウンカマ部にボイドが発生し、シュラウド外の二相水位が上昇</p> <p style="text-align: center;">第 2.2-21 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（残留熱除去系（低圧注水系）1 系統）</p>	<p style="text-align: center;">備 考</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p style="text-align: center; border: 1px solid red; display: inline-block; padding: 2px;">前出のグラフ</p>	<p style="text-align: center;">第 2.2-22 図 燃料被覆管温度の推移（残留熱除去系（低圧注水系）1 系統）</p>	



第 7.1.2-11 図 燃料被覆管温度の推移



第 2.2-22 図 燃料被覆管温度の推移（残留熱除去系（低圧注水系）1 系統）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p style="text-align: center;">前出のグラフ</p> <p style="text-align: center;">燃料被覆管温度 (°C)</p> <p style="text-align: center;">円周方向の応力 (N/mm²)</p> <p>第 7.1.2-16 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係</p>	<p style="text-align: center;">燃料被覆管温度 (°C)</p> <p style="text-align: center;">円周方向の応力 (N/mm²)</p> <p>第 2.2-23 図 燃料被覆管破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係（残留熱除去系（低圧注水系）1 系統）</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所					
第 7.1.2-1 表 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策について				第 2.2-1 表 高圧注水・減圧機能喪失における重大事故等対策について (1/2)					
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備			操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備			常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	—	—	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ	原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	—	—	平均出力領域計装* 起動領域計装*
高圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧注水機能喪失を確認する。残留熱除去系（低圧注水モード）は原子炉水位低（レベル1）にて自動起動するが、原子炉圧力が高いため原子炉注水はできない。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (SA) 原子炉圧力 【原子炉隔離時冷却系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【残留熱除去系系統流量】	高圧注水機能喪失確認	原子炉水位異常低下（レベル2）による自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量の指示が上昇しないことにより高圧注水機能喪失を確認する。低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）3系統は原子炉水位異常低下（レベル1）にて自動起動するが、原子炉圧力が高いため原子炉注水はできない。	低圧炉心スプレイ系* 残留熱除去系（低圧注水系）*	—	原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉圧力（燃料域）* 原子炉圧力（SA） 原子炉圧力* 原子炉隔離時冷却系統流量* 高圧炉心スプレイ系系統流量* 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
高圧代替注水による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	—	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)	高圧代替注水による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 サブプレッション・チェンバ*	—	原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 高圧代替注水系統流量
代替自動減圧ロジック動作確認	原子炉水位低（レベル1）到達の10分後及び残留熱除去系ポンプ運転時に代替自動減圧ロジックにより、逃がし安全弁4個が開き、原子炉急速減圧する。	逃がし安全弁 代替自動減圧ロジック	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位	代替自動減圧ロジック動作確認	原子炉水位異常低下（レベル1）到達の10分後及び低圧炉心スプレイ系ポンプ又は残留熱除去系ポンプ運転時に過渡時自動減圧機能により、逃がし安全弁2個が開き、原子炉急速減圧する。	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 過渡時自動減圧機能	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）*
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉圧力の急速減圧により、残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル6）の間で維持する。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】	残留熱除去系による原子炉注水	原子炉圧力の急速減圧により、残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル6）の間で維持する。	【残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プールの冷却モード）】	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（燃料域）* 高圧代替注水系統流量
残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プールの冷却モード）運転	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位維持を確認後、異なる残留熱除去系によりサブプレッション・チェンバ・プールの冷却モードの運転を開始する。	【残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プールの冷却モード）】	—	【残留熱除去系系統流量】 サブプレッション・チェンバ・プールの水温度	残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プールの冷却モード）運転	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位維持を確認後、異なる残留熱除去系によりサブプレッション・チェンバ・プールの冷却モードの運転を開始する。	【残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プールの冷却モード）】	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）*
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転	残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プールの冷却モード）の運転により、サブプレッション・チェンバ・プールの水温度が安定することを確認後、サブプレッション・チェンバ・プールの冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転	残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プールの冷却モード）の運転により、サブプレッション・チェンバ・プールの水温度が安定することを確認後、サブプレッション・チェンバ・プールの冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】	—	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）*

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
：有効性評価上考慮しない操作

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
：有効性評価上考慮しない操作

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所					
前ページと同じ									
第 7.1.2-1 表 「高圧注水・減圧機能喪失」の重大事故等対策について				第 2.2-1 表 高圧注水・減圧機能喪失における重大事故等対策について (2/2)					
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備			操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備			常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム確認	運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。	-	-	平均出力領域モータ 起動領域モータ	低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	原子炉の急速減圧により、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）のそれぞれの系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は低圧炉心スプレイ系により、原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	低圧炉心スプレイ系* 残留熱除去系（低圧注水系）* サブプレッション・チェンバ*	-	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 低圧炉心スプレイ系系統流量* 残留熱除去系系統流量*
高圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動信号が発生するが、各ポンプの起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧注水機能喪失を確認する。残留熱除去系（低圧注水モード）は原子炉水位低（レベル1）にて自動起動するが、原子炉圧力が高いため原子炉注水はできない。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	-	原子炉水位（SA） 原子炉水位 原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系系統流量】 【残留熱除去系系統流量】	残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）運転	低圧炉心スプレイ系による原子炉水位維持を確認後、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）の運転を開始する。	残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）* サブプレッション・チェンバ*	-	残留熱除去系系統流量* サブプレッション・プール水温度
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽	-	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位（SA）					
代替自動減圧ロジック動作確認	原子炉水位低（レベル1）到達の10分後及び残留熱除去系ポンプ運転時に代替自動減圧ロジックにより、逃がし安全弁4個が開き、原子炉急速減圧する。	逃がし安全弁 代替自動減圧ロジック	-	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位					
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉圧力の急速減圧により、残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。	【残留熱除去系（低圧注水モード）】	-	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】					
残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位維持を確認後、異なる残留熱除去系によりサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードの運転を開始する。	【残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）】	-	【残留熱除去系系統流量】 サブプレッション・チェンバ・プール水温度					
残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転	残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）の運転により、サブプレッション・チェンバ・プール水温度が安定することを確認後、サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード運転以外の残留熱除去系を原子炉停止時冷却モード運転に切り替える。	【残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）】	-	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 【残留熱除去系系統流量】 【残留熱除去系熱交換器入口温度】					

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）
：有効性評価上考慮しない操作

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所		
第 7.1.2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（1/4）			第 2.2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（1/5）		
項目		主要解析条件	項目		主要解析条件
解析コード		原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	解析コード		原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP
		条件設定の考え方			条件設定の考え方
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	原子炉熱出力	3,293MW	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa [gage]	原子炉圧力 (压力容器ドーム部)	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータス カート下端から+119cm）	原子炉水位	通常運転水位（セパレータ スカート下端から+126cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	炉心流量	48,300t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料（A 型）	燃料	9×9 燃料（A 型）	—
	最大線出力密度	44.0kW/m	最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	1 サイクルの運転期間（13 ヶ月）に調整運転期間（約 1 ヶ月）を考慮した運 転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m ³	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m ³	設計値
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	設計値（通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定）
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウエル・サ プレッション・チェンバ間差 圧）	真空破壊装置	—	—
	サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	サブプレッション・チェンバ・ プール水位	—	—
	サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	サブプレッション・チェンバ・ プール水温	—	—
	格納容器圧力	5.2kPa [gage]	格納容器圧力	—	—
	格納容器温度	57℃	格納容器温度	—	—
備考					

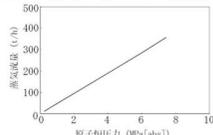
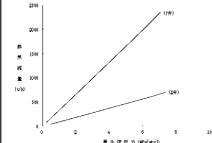
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所				
第 7.1.2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（1/4）			第 2.2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（2/5）				
項目		主要解析条件	項目		主要解析条件		
解析コード		原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	条件設定の考え方		条件設定の考え方		
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定	初期条件	真空破壊装置	3.45kPa（ドライウエールサブプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値
	原子炉圧力	7.07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定		サブプレッション・プール水位	6.983m（通常運転範囲の下限值）	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限值として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定		サブプレッション・プール水温度	32℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定		格納容器圧力	5kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力を包含する値
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値		格納容器雰囲気温度	57℃	通常運転時の格納容器雰囲気温度（ドライウエール内ガス冷却装置の設計温度）として設定
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値	事故条件	起回事象	給水流量の全喪失	原子炉水位低下の観点で厳しい事象を設定
	燃料	9×9 燃料（A 型）	—		安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失及び原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計限界値として設定		外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早い場合、炉心冷却上厳しくなる
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33Gwd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定				
	格納容器容積（ドライウエール）	7,350m ³	ドライウエール内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）				
	格納容器容積（ウェットウエール）	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	ウェットウエール内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）				
	真空破壊装置	3.43kPa（ドライウエールサブプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値				
	サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定				
	サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定				
	格納容器圧力	5.2kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定				
格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定					
備考							

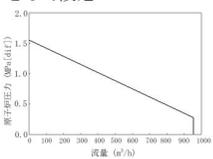
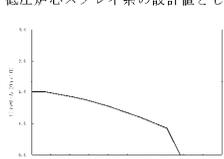
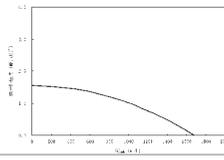
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉			東海第二発電所		
第 7.1.2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（2/4）			前ページと同じ		
第 7.1.2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（2/4）			第 2.2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（2/5）		
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起回事象	給水流量の全喪失	初期条件	真空破壊装置	3.45kPa（ドライウエールサブプレッション・チェンバ間差圧） 真空破壊装置の設定値
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能及び原子炉減圧機能喪失		サブプレッション・プール水位	6.983m（通常運転範囲の下限値） 通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定
	外部電源	外部電源あり		サブプレッション・プール水温度	32℃ 通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定
格納容器圧力				5kPa [gage] 通常運転時の格納容器圧力を包含する値	
				格納容器雰囲気温度	57℃ 通常運転時の格納容器雰囲気温度（ドライウエール内ガス冷却装置の設計温度）として設定
事故条件	起回事象	給水流量の全喪失		起回事象	給水流量の全喪失
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失及び原子炉減圧機能喪失	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失及び原子炉減圧機能喪失	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の機能喪失を、原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、事象発生と同時に再循環系ポンプがトリップしないことにより、原子炉水位低（レベル3）による原子炉スクラムまでは原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が早い場合、炉心冷却上厳しくなる
備考					

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉			東海第二発電所		
第 7.1.2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）(3/4)			第 2.2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）(3/5)		
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3） （遅れ時間：1.05秒）	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3）信号 （遅れ時間：1.05秒）	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	再循環ポンプが、原子炉水位低（レベル3）で4台、原子炉水位低（レベル2）で残りの6台がトリップ	A T W S 緩和設備 （代替再循環系ポンプトリップ機能）	再循環ポンプが、原子炉水位異常低下（レベル2）信号で2台全てがトリップ	A T W S 緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）のインターロックとして設定
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉減圧機能	逃がし弁機能 7.51 MPa [gage] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa [gage] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa [gage] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa [gage] × 4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa [gage] × 4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa [gage] × 4 個, 380 t/h/個 代替自動減圧ロジックにより自動減圧機能付き逃がし安全弁の4個を開することによる原子炉急速減圧 作動時間：原子炉水位低（レベル1）到達から10分後 作動数：4個 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係＞ 	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h (1個当たり) 8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h (1個当たり) 8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h (1個当たり) 8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h (1個当たり) 8.31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h (1個当たり) 過渡時自動減圧機能により逃がし安全弁（自動減圧機能）の2個を開することによる原子炉急速減圧 作動時間：原子炉水位異常低下（レベル1）到達から10分後 作動数：2個 ＜原子炉圧力と逃がし安全弁2個の蒸気流量の関係＞ 	逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定
	原子炉減圧機能	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	原子炉減圧機能	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
備考					

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高压注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉		東海第二発電所	
第 7.1.2-2 表 主要解析条件（高压注水・減圧機能喪失）（4/4）		第 2.2-2 表 主要解析条件（高压注水・減圧機能喪失）（4/5）	
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	原子炉水位低（レベル1）にて自動起動 954m ³ /h（0.27MPa [dif] において）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ1台による注水特性
	残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード及び原子炉停止時冷却モード）	熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバ・プール水温又は原子炉冷却材温度52℃、海水温度30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定
	重大事故等対策に関連する操作条件	原子炉水位高（レベル8）到達後	原子炉水位制御（レベル3～レベル8）を踏まえ、原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として設定
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作	事象発生から12時間後	運転停止後の原子炉停止時冷却モードの運転開始時間の実績に基づき設定
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧炉心スプレイ系	原子炉水位異常低下（レベル1）にて自動起動 1,419m ³ /h（0.84MPa [dif] において）（最大1,561m ³ /h）にて注水	低圧炉心スプレイ系の設計値として設定  低圧炉心スプレイ系ポンプによる注水特性
	残留熱除去系（低圧注水系）	原子炉水位異常低下（レベル1）信号で自動起動し3系統で注水 1,605m ³ /h（0.14MPa [dif] において）（最大1,676m ³ /h）（1系統当たり） 原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）まで回復し、低圧炉心スプレイ系のみにより原子炉水位の維持が可能な場合は、注水を停止	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ1台による注水特性
	残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）	熱交換器1基当たり約43MW（サブプレッション・プール水温100℃、海水温度32℃において）	熱交換器の設計性能に基づき、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
備考			

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（高圧注水・減圧機能喪失）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所				
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;">前ページと同じ</div>								
第 7.1.2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（4/4）				第 2.2-2 表 主要解析条件（高圧注水・減圧機能喪失）（5/5）				
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項 目	主要解析条件	条件設定の考え方		
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（低圧注水モード）	原子炉水位低（レベル1）にて自動起動 954m ³ /h（0.27MPa[dif]において）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定 残留熱除去系ポンプ1台による注水特性	重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール冷却モード）	熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンバ・プール水温又は原子炉冷却材温度52℃、海水温度30℃において）	残留熱除去系の設計値として設定	
	残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール冷却モード）及び原子炉停止時冷却モード）	原子炉水位高（レベル8）到達後	原子炉水位制御（レベル3～レベル8）を踏まえ、原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として設定		原子炉水位高（レベル8）到達から5分後	原子炉水位制御（原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）を踏まえ、原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として切替えに要する時間を考慮して設定		
重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール冷却モード）運転操作	原子炉水位高（レベル8）到達後	原子炉水位制御（レベル3～レベル8）を踏まえ、原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として設定	重大事故等対策に関連する操作条件	残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール冷却モード）運転操作	原子炉水位高（レベル8）到達後	原子炉水位制御（レベル3～レベル8）を踏まえ、原子炉注水による炉心冠水確認後の操作として設定	
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作	事象発生から12時間後	運転停止後の原子炉停止時冷却モードの運転開始時間の実績に基づき設定		残留熱除去系（原子炉停止時冷却モード）運転操作	事象発生から12時間後	運転停止後の原子炉停止時冷却モードの運転開始時間の実績に基づき設定	
備考								

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期T B）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.3 全交流動力電源喪失</p> <p>7.1.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）</p> <p>7.1.3.1.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 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、「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）（蓄電池枯渇後 RCIC 停止）」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることを想定する。このため、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失した状態において、直流電源が枯渇した以降の原子炉圧力容器内への注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源供給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、所内蓄電式直流電源設備から電源を給電した原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって事象発生 24 時間後まで炉心を冷却し、常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系（低圧注水モード）、低圧代替注水系（常設）による注水の準備が完了したところで逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。</p>	<p>2.3 全交流動力電源喪失</p> <p>2.3.1 全交流動力電源喪失（長期T B）</p> <p>2.3.1.1 事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期T B）」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「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗（蓄電池枯渇後RCIC停止）」及び②「サポート系喪失（直流電源故障）（外部電源喪失）+DG失敗+HPCS失敗（蓄電池枯渇後RCIC停止）」である。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期T B）」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることを想定する。このため、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失した状態において、直流電源が枯渇した以降の原子炉圧力容器内への注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源供給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、所内常設直流電源設備から電源を給電した原子炉隔離時冷却系による原子炉注水によって事象発生約 8 時間後まで、その後、低圧代替注水系（可搬型）による注水の準備が完了したところで逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水によって事象発生約 24 時間後まで炉心を冷却し、常設代替交流電源設備による給電後に残留熱除去系（低圧注水系）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施する。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第7.1.3.1-1図から第7.1.3.1-4図に、手順の概要を第7.1.3.1-5図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.1.3.1-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、事象発生10時間までの6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、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、当直長1名（6号及び7号炉兼任）、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員12名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）は8名である。</p> <p>また、事象発生10時間以降に追加に必要な要員は、代替原子炉補機冷却系作業等を行うための参集要員46名である。</p>	<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで、残留熱除去系（低圧注水系）による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第2.3.1-1図に、手順の概要を第2.3.1-2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操作手順の関係を第2.3.1-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、事象発生2時間までの重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）24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、当直発電長1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行うための当直運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は4名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は13名である。</p> <p>また、事象発生2時間以降に追加に必要な参集要員は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員2名、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の調整操作を行うための重大事故等対応要員2名並びに代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイの系統構成操作及び流量調整操作を行うための重大事故等対応要員2名である。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期T B）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>必要な要員と作業項目について第7.1.3.1-6図に示す。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認 外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニター等である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。</p> <p>d. 直流電源切替え 原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、事象発生から8時間経過するまでに所内蓄電式直流電源設備切替え（蓄電池Aから蓄</p>	<p>必要な要員と作業項目について第2.3.1-3図に示す。 なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、24名で対処可能である。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認 外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより所内高圧系統（6.9kV）の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムしたことを確認する。また、全交流動力電源喪失の確認より、低圧代替注水系（可搬型）の準備を開始する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。</p> <p>b. 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水 原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、原子炉水位異常低下（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線（6.9kV）の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備の準備を開始する。</p> <p>d. 直流電源負荷切離し 原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、事象発生から1時間経過するまでに中央制御室内にて及び事象発生から8時間後に</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期T B）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>電池 A-2 に切り替え) を実施する。事象発生から、19 時間経過するまでに所内蓄電式直流電源設備切替え(蓄電池 A-2 から AM 用直流 125V 蓄電池に切り替え) を実施することにより 24 時間にわたって直流電源の供給を行う。なお、所内蓄電式直流電源設備の切替え操作を実施する際には、時間的裕度を確保するため、原子炉水位高(レベル8) 近傍まで原子炉水位を上昇させた後、原子炉隔離時冷却系を停止し、切替え操作を実施する。</p> <p>e. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱の準備として、原子炉格納容器一次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作により開する。</p> <p>格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合、原子炉格納容器二次隔離弁を原子炉建屋内の原子炉区域外からの人力操作によって中間開操作することで、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、格納容器内圧力等である。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線レベル等である。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置等のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ・プール水位である。</p>	<p>現場にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施することにより 24 時間にわたって直流電源の供給を行う。</p> <p>e. 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水準備</p> <p>低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の準備として、原子炉建屋原子炉棟内の操作にて原子炉注水に必要な電動弁(原子炉注水弁及び残留熱除去系注入弁)の手動開操作を実施する。</p> <p>屋外操作にて可搬型代替注水中型ポンプの準備及びホース敷設を実施する。また、可搬型代替注水中型ポンプの燃料給油準備を実施する。</p> <p>f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧</p> <p>低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の準備が完了後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁(自動減圧機能)7 個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>g. 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水</p> <p>逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が可搬型代替注水中型ポンプの吐出圧力以下であることを確認し、原子炉建屋原子炉棟内の操作にて電動弁(原子炉圧力容器注水流量調整弁)を手動開し、屋外操作にて高所東側接続口の弁の開操作を実施することで、原子炉注水が開始され、原子炉水位</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期T B）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系ポンプ1台を手動起動する。代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水の準備が完了した後、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁2個を手動開操作し原子炉を急速減圧する。 原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力である。</p> <p>g. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、原子炉圧力が残留熱除去系（低圧注水モード）の系統圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位及び残留熱除去系系統流量である。</p> <p>h. 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱 原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系を低圧注水モードから格納容器スプレイ冷却モード（ドライウエル側のみ）に切り替えるとともに、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱が行われている場合は、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を停止する。</p>	<p>が回復する。 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）等である。</p> <p>h. 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 0.279MPa [gage] に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が 171℃に接近した場合は、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。 原子炉建屋原子炉棟内の操作にて格納容器冷却に必要な電動弁（残留熱除去系D/Wスプレイ弁、代替格納容器スプレイ注水弁及び代替格納容器スプレイ流量調整弁）の手動開操作を実施することで格納容器冷却が開始される。 なお、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水と代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却は同時に実施する。 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を確認するために必要な計装設備は、ドライウエル圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用）等である。</p> <p>i. 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水 常設代替交流電源設備による交流電源供給を確認後、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却で使用した残留熱除去系の電動弁を待機状態とする。残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の準備として、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系海水系を手動起動する。 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水の準備が完了した時点で、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を停止し、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を開始する。</p> <p>残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）、残留熱除去系系統流量である。</p> <p>j. 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱 原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）運転から残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）運転に切り替える。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期T B）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量等である。</p> <p>i. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレイ冷却モード（ドライウエル側のみ）への切替え後は、低圧代替注水系（常設）を用いて原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間で維持する。 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位、復水補給水系流量（RHR A 系代替注水流量）等である。</p> <p>以降、炉心冷却及び原子炉格納容器除熱は、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>7.1.3.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 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、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失する「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）（蓄電池枯渇後 RCIC 停止）」である。 本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、格納容器ベント、サブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、</p>	<p>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量等である。</p> <p>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）運転時に、原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）まで低下した場合は、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の運転を停止し、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を実施する。</p> <p>原子炉水位高（レベル8）まで原子炉水位が回復した後、原子炉注水を停止し、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の運転を再開する。</p> <p>また、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の運転時に、格納容器圧力が 13.7kPa [gage] まで低下した場合は、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱に切り替える。</p> <p>以降、炉心冷却及び格納容器除熱は、残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>2.3.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 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、外部電源喪失を起因事象とし、全ての非常用ディーゼル発電機等を喪失することで原子炉隔離時冷却系を除く注水機能を喪失する「外部電源喪失+DG 失敗+HPCS 失敗（蓄電池枯渇後 RCIC 停止）」である。 本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）及び ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却及びサブプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER 及びシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期T B）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.1.3.1-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源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。起回事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号</p> <p>原子炉スクラムは、タービン蒸気加減弁急速閉信号によるものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系</p> <p>原子炉隔離時冷却系は、原子炉水位低（レベル2）で自動起動し、182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁</p> <p>逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁（2個）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。</p>	<p>原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器雰囲気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、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.3.1-2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定</p> <p>全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源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。起回事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号</p> <p>原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p>原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急速閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に期待しないものとする。</p> <p>(b) 原子炉隔離時冷却系</p> <p>原子炉隔離時冷却系は、原子炉水位異常低下（レベル2）で自動起動し、136.7m³/h（7.86MPa [gage]～1.04MPa [gage]において）の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁</p> <p>逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には逃がし安全弁（自動減圧機能）（7個）を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.3.1.1）</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期T B）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>(d) 残留熱除去系（低圧注水モード） 残留熱除去系（低圧注水モード）は事象発生から24時間後に手動起動し、954m³/h（0.27MPa[dif]において）の流量で注水するものとする。</p> <p>(e) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード） 逃がし安全弁による原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に手動起動し、954m³/hにて原子炉格納容器内にスプレイするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器1基あたり約8MW（サブプレッション・チェンパ・プール水温52℃、海水温度30℃において）とする。</p> <p>(f) 低圧代替注水系（常設） 残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレイ冷却モード（ドライウエル側のみ）への切替え後に、約90m³/hにて崩壊熱相当量で原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持する。</p> <p>(g) 格納容器圧力逃がし装置等 格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力0.62MPa[gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開^{※1}）にて原子炉格納容器除熱を実施する。 ※1 操作手順においては、原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積70%相当で中間開操作するが、格納容器圧力の低下傾向を確認</p>	<p>(d) 低圧代替注水系（可搬型） 逃がし安全弁による原子炉減圧後に、最大110m³/hにて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。また、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、50m³/hにて原子炉へ注水する。</p> <p>(e) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型） 格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、130m³/hにて格納容器内にスプレイする。</p> <p>(f) 残留熱除去系（低圧注水系） 残留熱除去系（低圧注水系）は、1,605m³/h（0.14MPa [dif]において）（最大1,676m³/h）の流量で注水するものとする。</p> <p>(g) 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系） 原子炉水位を原子炉水位高（レベル8）まで上昇させた後に、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）を使用する場合は、1,692m³/hにて格納容器内にスプレイするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器1基あたり約43MW（サブプレッション・プール水温100℃、海水温度32℃において）とする。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期T B）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>できない場合は、増開操作を実施する。なお、耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</p> <p>(h) 代替原子炉補機冷却系 伝熱容量は約23MW（サブプレッション・チェンバ・プール水温100℃、海水温度30℃において）とする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「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) 交流電源は24時間使用できないものとし、事象発生から24時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</p> <p>(b) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。</p> <p>(c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、事象発生から24時間後に開始する。</p> <p>(d) 代替原子炉補機冷却系運転操作は、事象発生から24時間後に開始する。</p> <p>(e) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）の起動操作は、事象発生から24時間後に開始する。</p> <p>(f) 低圧代替注水系（常設）起動操作は、事象発生から24時間後に開始する。なお、サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達した場合、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。</p> <p>(g) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）の起動操作は、事象発生から約25時間後に開始する。</p> <p>(3) 有効性評価（敷地境界での実効線量評価）の条件 本重要事故シーケンスでは炉心損傷は起こらず、燃料被覆管の破裂も発生していないため、放射性物質の放出を評価する際は、設計基準事故時の評価手法を採</p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 交流電源は24時間使用できないものとし、事象発生から24時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</p> <p>(b) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、余裕時間を確認する観点で事象発生から8時間後に低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし、原子炉急速減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生から8時間1分後に実施する。</p> <p>(c) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が0.279MPa [gage] に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を開始する前に停止する。</p> <p>(d) 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作は、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後に、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から24時間10分後に実施する。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期 T B）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>用することで保守性が確保される。このため、敷地境界での実効線量評価に当たっては、発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針（原子力安全委員会 平成 2 年 8 月 30 日）に示されている評価手法を参照した。具体的な評価条件を以下に示す。</p> <p>a. 事象発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容される I-131 の最大濃度とし、その組成を拡散組成とする。これにより、事象発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は、I-131 等価量で約 1.3×10^{13}Bq となる。</p> <p>b. 原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は、I-131 については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕をみた値^{※2}である 3.7×10^{13}Bq とし、その他の核分裂生成物についてはその組成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の 2 倍の放出があるものとする。これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、希ガスについてはガンマ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値で約 9.9×10^{14}Bq、よう素については I-131 等価量で約 6.5×10^{13}Bq となる。</p> <p>※2 過去に実測された I-131 追加放出量から、全希ガス漏えい率 (f 値) 1mCi/s (3.7×10^7Bq/s) あたりの追加放出量を用いて算出している。全希ガス漏えい率が 3.7×10^9Bq/s (100mCi/s) の場合、全希ガス漏えい率あたりの I-131 の追加放出量の平均値にあたる値は 1.4×10^{12}Bq (37Ci) であり、6 号及び 7 号炉の線量評価で用いる I-131 追加放出量は、これに余裕を見込んだ 3.7×10^{13}Bq (1000Ci) を条件としている。(1Ci = 3.7×10^{10}Bq)</p> <p>出典元</p> <ul style="list-style-type: none"> ・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(TLR-032) ・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」(HLR-021) <p>c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち有機よう素は 4% とし、残りの 96% は無機よう素とする。</p> <p>d. 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスはすべて瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10% は瞬時に気相部に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素及び無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は 2% とする。</p> <p>e. 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、逃がし安全弁等を通して崩壊熱相当の蒸気に同伴し、原子炉格納容器内に移行するものとする。 この場合、希ガス及び有機よう素は全量が、無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。</p> <p>f. サプレッション・チェンバの無機よう素は、スクラビング等により除去されなかったものが原子炉格納容器の気相部へ移行するものとする。希ガス及び有機よう素については、スクラビングの効果を考えない。また、核分裂生成物の自然減衰は、格納容器ベント開始までの期間について考慮する。</p>		

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期T B）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.3.1-19 図に示す。</p> <p>※3 シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計（広帯域・狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計（燃料域）にて監視する。6号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を、7号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>全交流動力電源喪失後、タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに10台全てがトリップする。</p> <p>所内蓄電式直流電源設備は、負荷切離しを行わずに8時間、その後は不要な負荷の切離し及び直流電源切替え（蓄電池Aから蓄電池A-2）を実施し、加えて事象発生から19時間経過するまで直流電源切替え（蓄電池A-2からAM用直流125V蓄電池）を実施し、更に16時間の合計24時間にわたり、重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給する。この間、原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル2）での自動起動及び原子炉水位高（レベル8）でのトリップを繰り返すことによって、原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>事象発生から24時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁2個を手動開することで、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。原子炉の急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生</p>	<p>13図から第2.3.1-16図に示す。</p> <p>※ シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（狭帯域）の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位（燃料域）にて監視する。原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>全交流動力電源喪失後、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位異常低下（レベル2）で原子炉隔離時冷却系が自動起動して原子炉水位は維持される。再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに2台全てがトリップする。</p> <p>所内常設直流電源設備は、事象発生から1時間経過するまでに中央制御室にて、事象発生から8時間後に現場にて不要な負荷の切離しを実施することにより、24時間にわたり、重大事故等の対応に必要な設備に電源を供給する。事象発生から約8時間までは、原子炉隔離時冷却系が原子炉水位低（レベル3）での起動及び原子炉水位高（レベル8）での停止を繰り返すことによって、原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>（添付資料2.3.1.2）</p> <p>事象発生から約8時間後に低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了し、その後、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）7個を手動開することで、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する。原子炉の急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</p> <p>（添付資料2.3.1.3）</p> <p>事象発生から24時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し、原子炉注水を開始することで、その後も原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期T B）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から約16時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサブプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置（約14m）及びベントライン（約17m）に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。この点と、蒸気の流入によってサブプレッション・チェンバ・プール水温が上昇することを考慮し、その確実な運転継続を確保する観点から、原子炉隔離時冷却系の水源は復水貯蔵槽とする。常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、ベントラインを閉じて、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うものとする。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第7.1.3.1-13図に示すとおり、初期値をわずかに上回る約311℃となるが、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第7.1.3.1-7図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.52MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約7.82MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.31MPa[gage]及び約144℃に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。第7.1.3.1-8図に示すとおり、原子炉隔離時冷却系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約16時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始し、さらに代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約9.9×10^{-3}mSvであり、5mSvを下回る。また、耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約4.9×10^{-2}mSvであり、5mSvを下回る。いずれの場合も周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p>	<p>する蒸気が格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を行い、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後は残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を行う。格納容器除熱は、事象発生から約24時間経過した時点で実施する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第2.3.1-10図に示すとおり、初期値（約309℃）を上回ることとはなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第2.3.1-4図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約8.16MPa [gage] 以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約8.46MPa [gage] 以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa [gage]）を十分下回る。また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約0.28MPa [gage] 及び約141℃に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。第2.3.1-5図に示すとおり、低圧代替注水系（可搬型）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約24時間後に残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料2.3.1.4）</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期T B）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>7.1.3.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 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>全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A→A-2）、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作、所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A-2→AM）及び代替原子炉補機冷却系運転操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 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 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。</p> <p>よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の</p>	<p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.3.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価 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>全交流動力電源喪失（長期T B）では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池の直流電源供給能力が枯渇して原子炉隔離時冷却系に期待できなくなることが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、直流電源の負荷切離操作、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作（低圧代替注水系（可搬型）の準備操作含む）及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価 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 炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合では燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。</p> <p>よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期T B）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>熱水力モデル) はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力を操作開始の起点としている格納容器圧力逃がし装置等に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力を操作開始の起点としている格納容器圧力逃がし装置等に係る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>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値をわずかに上回る約311°Cとなることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価するが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値をわずかに上回る約311°Cとなることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>水力モデル) はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。 (添付資料2.3.1.5)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、炉心が冠水維持される実験解析では燃料被覆管温度をほぼ同等に評価する。有効性評価解析においても、原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309°C）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは燃料被覆管の酸化について、酸化量及び酸化反応に伴う発熱量に保守的な結果を与え、燃料被覆管温度を高めに評価するが、原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値（約309°C）を上回ることはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数°C程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期T B）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は, 第7.1.3.1-2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項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は, 解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約42kW/m以下であり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが, 操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはなく, 燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は, 解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したのとしており, その最確条件は平均的燃焼度約30GWd/tであり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため, 発生する蒸気量は少なくなり, 原子炉水位の低下は緩和され, それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから, 格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが, 操作手順(格納容器圧力に応じて格納容器ペントを実施すること)に変わりはないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力, 原子炉水位, 炉心流量, 格納容器容積(ウェットウエル)の空間部及び液相部, サプレッション・チェンバ・プール水位, 格納容器圧力及び格納容器温度は, ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが, 事象進展に与える影響は小さいことから, 運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧代替注水系(常設)は, 解析条件の不確かさとして, 実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性), 原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが, 注水後の流量調整操作であることから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は, 解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は</p>	<p>(添付資料2.3.1.5)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は, 第2.3.1-2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項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は, 解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は約33kW/m～約41kW/mであり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが, 操作手順(原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること)に変わりはなく, 燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は, 解析条件の燃焼度33GWd/tに対応したのとしており, その最確条件は平均的燃焼度約31GWd/tであり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため, 発生する蒸気量は少なくなり, 原子炉水位の低下は緩和され, それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから, 格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが, 操作手順(格納容器圧力に応じて格納容器スプレイを実施すること)に変わりはないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力, 原子炉水位, 炉心流量, 格納容器体積(サブプレッション・チェンバ)の空間部及び液相部, サプレッション・プール水位, 格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は, ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが, 事象進展に与える影響は小さいことから, 運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の残留熱除去系(低圧注水系)及び低圧代替注水系(可搬型)は, 解析条件の不確かさとして, 実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性), 原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが, 注水後の流量調整操作であることから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料2.3.1.5)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は, 解析条件の44.0kW/mに対して最確条件は</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期T B）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>約 42kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値をわずかに上回る約 311℃となることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したのとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30Gwd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A→A-2）は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間経過するまでを設定している。運転員等操作時間に与える影響として、本操作は停電切替え操作であり、負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となることから、原子炉水位の状況</p>	<p>約 33kW/m～約 41kW/m であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値の約 309℃以下となることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33Gwd/t に対応したのとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31Gwd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は格納容器スプレイにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、サプレッション・プール水位、格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧代替注水系（可搬型）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>(添付資料 2.3.1.5)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の直流電源の負荷切離操作（現場）は、解析上の操作開始時間として事象発生から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、本操作は不要な負荷の切離操作であり、負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要なく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期T B）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>により切替え操作の操作開始時間は変動する可能性があるが、炉心は冠水維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準(格納容器圧力 0.31MPa[gage]) に到達するのは、事象発生の約 16 時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベント操作も同様に格納容器圧力の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、原子炉格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う運転員（現場）を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A-2→AM）は、解析上の操作開始時間として事象発生から 19 時間経過するまでを設定している。運転員等操作時間に与える影響として、本操作は停電切替え操作であり、負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要となることから、原子炉水位の状況により切替え操作の操作開始時間は変動する可能性があるが、炉心は冠水維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から 24 時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に 10 時間、その後の作業に 10 時間の合計 20 時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間</p>	<p>であり、炉心は冠水維持されることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から 8 時間 1 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、認知時間、低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備の操作時間及び逃がし安全弁の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より早まる可能性があるが、同一の運転員による並列操作はなく、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、格納容器スプレイの操作実施基準（格納容器圧力 0.279MPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約 13 時間後であり、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）の準備操作は格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器スプレイ操作も同様に格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.5)</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期T B）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>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</p> <p>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A→A-2）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定から変動する可能性があるが、直流電源設備は原子炉注水等のサポート設備であり、操作開始時間が変動しても、枯渇しなければ評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A-2→AM）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定から変動する可能性があるが、直流電源設備は原子炉注水等のサポート設備であり、操作開始時間が変動しても、枯渇しなければ評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定から早まり、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から 24 時間後に制限する場合、代替原子炉補機冷却系運転操作開始時間のみが早まったとしても、常設代替交流電源設備から受電する設備を運転できないため、評価項目となるパラメータに影響しない。</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</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の直流電源の負荷切離操作（現場）は、運転員等操作時間に与える影響として、本操作は不要な負荷の切離操作であり、負荷である原子炉隔離時冷却系の停止操作が必要なく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、直流電源設備は原子炉注水等のサポート設備であることから、枯渇しなければ評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があるが、低压代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行するまでの期間は原子炉隔離時冷却系により原子炉注水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ない。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.3.1.5)</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</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期T B）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A→A-2）については、原子炉水位高（レベル8）到達後に原子炉隔離時冷却系が停止した際に切替え操作を実施するが、原子炉水位高（レベル8）から有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するには約1時間以上あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約16時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.31MPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約38時間後であり、約20時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の所内蓄電式直流電源設備切替え操作（A-2→AM）については、原子炉水位高（レベル8）到達後に原子炉隔離時冷却系が停止した際に切替え操作を実施するが、原子炉水位高（レベル8）から有効燃料棒頂部まで原子炉水位が低下するには約1時間以上あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については、事象想定として常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から24時間後としており、代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から24時間あり、準備時間が確保できることから、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。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認</p>	<p>し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の直流電源の負荷切離操作（現場）については、事象発生から8時間後に実施するものとしており、蓄電池による給電時間評価においては、負荷切離の対象となる負荷について9時間給電を継続する条件としているため、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり、評価上は余裕時間を確認する観点で事象発生8時間後に準備が完了するものとしているが、低圧代替注水系（可搬型）の準備に要する時間は事象初期の状況判断から170分程度であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約13時間あり、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2.3.1.5)</p> <p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所6／7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>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>7.1.3.1.4 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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は、「7.1.3.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり28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」で説明している運転員、緊急時対策要員等の72名で対処可能である。また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は46名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG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>原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、7日間の対応を考慮すると、号炉あたり約1,600m³の水が必要となる。6号及び7号炉の同時被災を考慮すると、合計約3,200m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約1,700m³及び淡水貯水池に約18,000m³の水を保有している。これにより、6号及び7号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生12時間以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）により復水貯蔵槽へ給水することで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした7日間の注水継続実施が可能となる。ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生12時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から12時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。</p> <p>b. 燃料</p> <p>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に6号及び7号炉において合計約504kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への給水については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ（A-2級）の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約15kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系専用の電源車については、保守的に事象</p>	<p>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>2.3.1.4 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「全交流動力電源喪失（長期TB）」において、重大事故等対策時における事象発生2時間までに必要な要員は、「2.3.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり24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」で説明している災害対策要員（初動）の39名で対処可能である。また、事象発生2時間以降に必要な参集要員は6名であり、発電所構外から2時間以内に参集可能な要員の72名で確保可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期TB）」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>a. 水 源</p> <p>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約2,130m³の水が必要となる。水源として、西側淡水貯水設備に約4,300m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水については、サブプレッション・チェンバのプール水を水源として注水することから、水源が枯渇することはない。 (添付資料2.3.1.6)</p> <p>b. 燃 料</p> <p>常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約352.8kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約800kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）による電源供給について、7日間の継続が可能である。可搬型代替注水中型ポンプ（2台）による原子炉注水及び格納容器スプレイについて</p>	

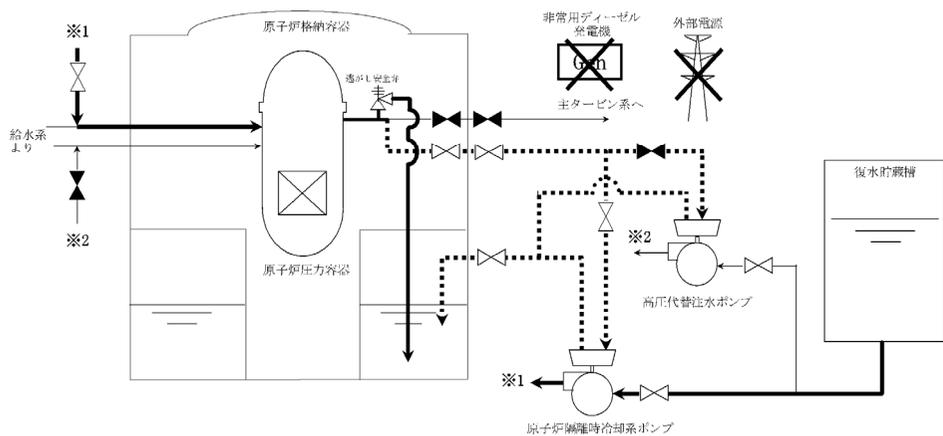
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期T B）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約37kLの軽油が必要となる。代替原子炉補機冷却系の大容量送水車（熱交換器ユニット用）については、保守的に事象発生直後からの大容量送水車（熱交換器ユニット用）の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約11kLの軽油が必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約13kLの軽油が必要となる（6号及び7号炉合計約643kL）。</p> <p>6号及び7号炉の各軽油タンク（約1,020kL）及びガスタービン発電機用燃料タンク（約100kL）にて合計約2,140kLの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への給水、代替原子炉補機冷却系の運転、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機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>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、6号炉で約1,284kW、7号炉で約1,294kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が1台あたり2,950kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機についても、必要負荷に対して電源供給が可能である。</p> <p>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切離し、蓄電池の切替え等を行うことにより、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。</p> <p>7.1.3.1.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池が枯渇して原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレ</p>	<p>は、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水中型ポンプ（2台）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約12.0kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクにて約210kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、可搬型代替注水中型ポンプ（2台）による原子炉注水及び格納容器スプレイについて、7日間の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約70.0kLの軽油が必要となる。緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクにて約75kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、緊急時対策所用発電機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 style="text-align: right;">（添付資料 2.3.1.7）</p> <p>c. 電 源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として、約4,510kW必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）は連続定格容量が約5,520kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対して電源供給が可能である。</p> <p>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、不要な直流負荷の切離しを行うことにより、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.3.1.8）</p> <p>2.3.1.5 結 論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期T B）」では、全交流動力電源喪失後、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、設計基準事故対処設備として期待する期間は運転を継続するものの、その期間を超えた後に蓄電池が枯渇して原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（長期T B）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段、残</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期T B）

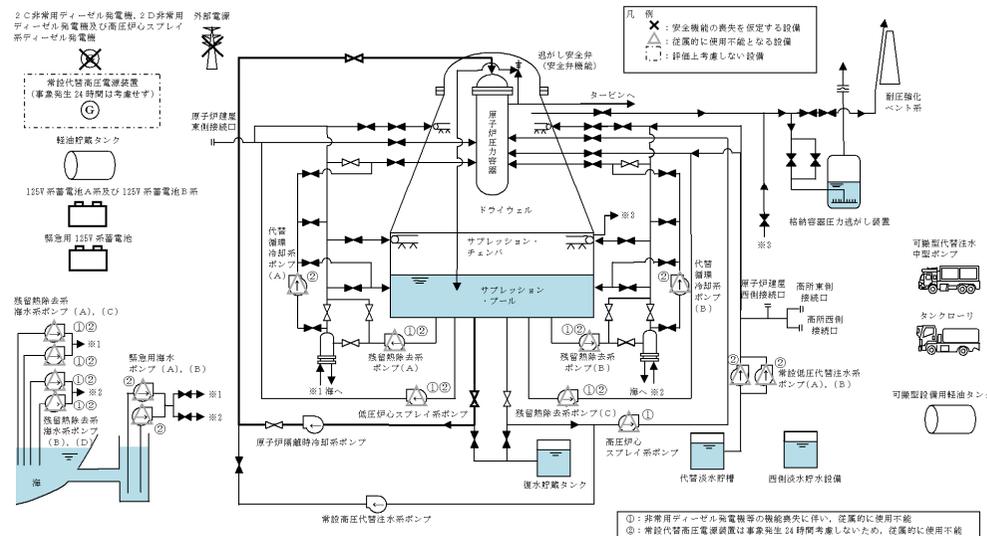
柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>イ冷却モード)による原子炉格納容器除熱手段及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)」の重要事故シーケンス「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)(蓄電池枯渇後RCIC停止)」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、蓄電池の容量増強に伴う原子炉隔離時冷却系の長時間運転、残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉減圧、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系(格納容器スプレィ冷却モード)による原子炉格納容器除熱、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)」に対して有効である。</p>	<p>留熱除去系(格納容器スプレィ冷却系)及び残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(長期T B)」の重要事故シーケンス「外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗(蓄電池枯渇後RCIC停止)」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、蓄電池の容量増強に伴う原子炉隔離時冷却系の長時間運転、低圧代替注水系(可搬型)及び残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水、逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉減圧、代替格納容器スプレィ冷却系(可搬型)による格納容器冷却並びに残留熱除去系(格納容器スプレィ冷却系)及び残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水、残留熱除去系(格納容器スプレィ冷却系)による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シ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「全交流動力電源喪失(長期T B)」に対して有効である。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉



第 7. 1. 3. 1-1 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の重大事故等対策の概略系統図（1/4）
（原子炉注水）

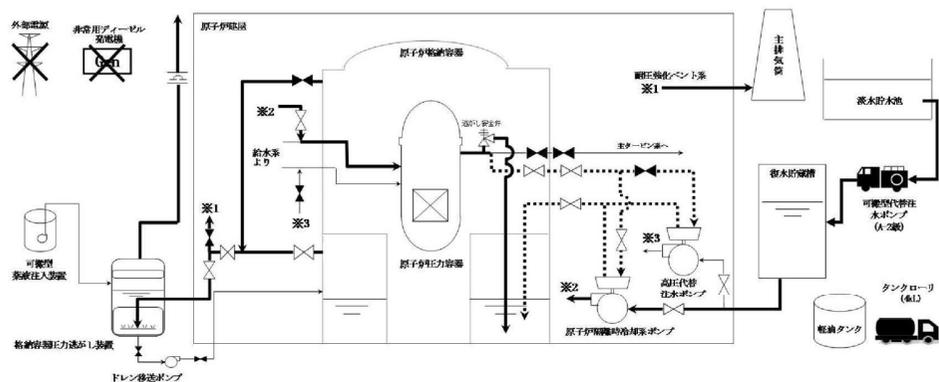
東海第二発電所



第 2. 3. 1-1 図 全交流動力電源喪失（長期TB）時の重大事故等対策の概略系統図（1/3）
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）

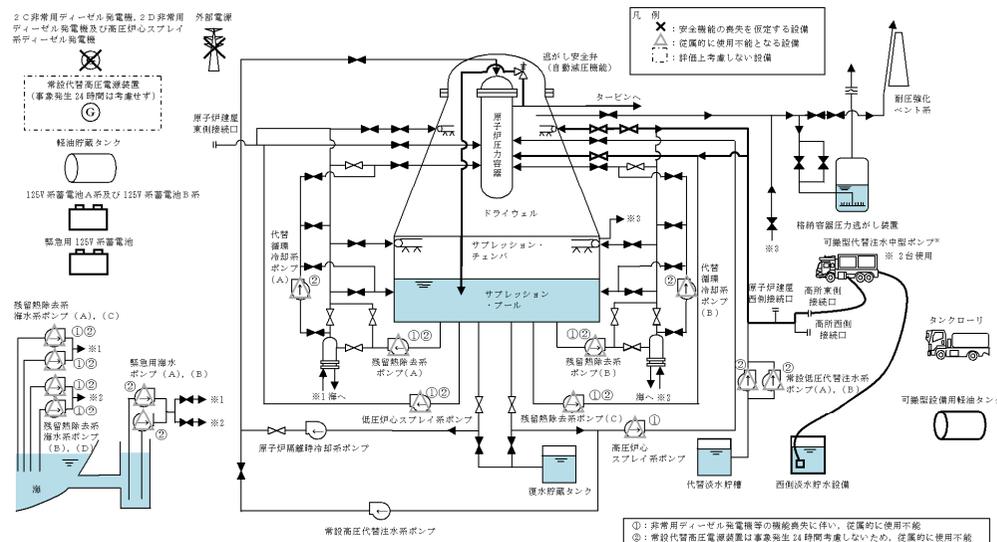
備考

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉



第 7.1.3.1-2 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の重大事故等対策の概略系統図（2/4）
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

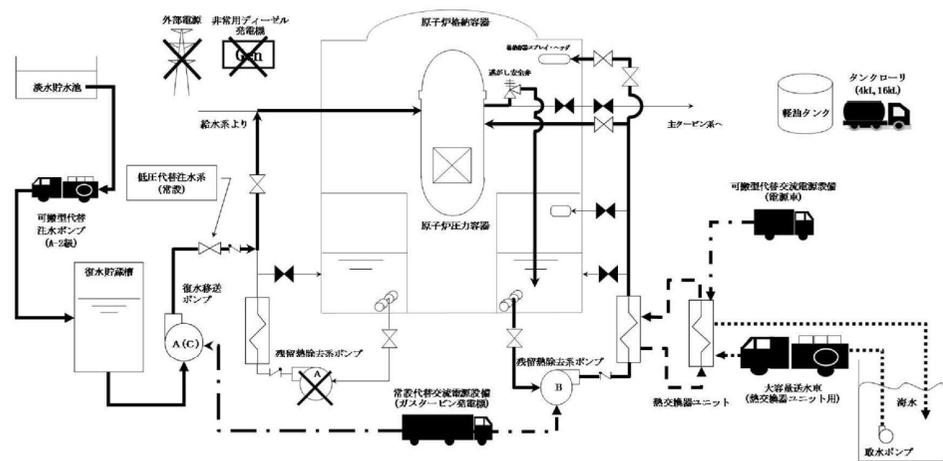
東海第二発電所



第 2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失（長期 T B）時の重大事故等対策の概略系統図（2/3）
（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却段階）

備考

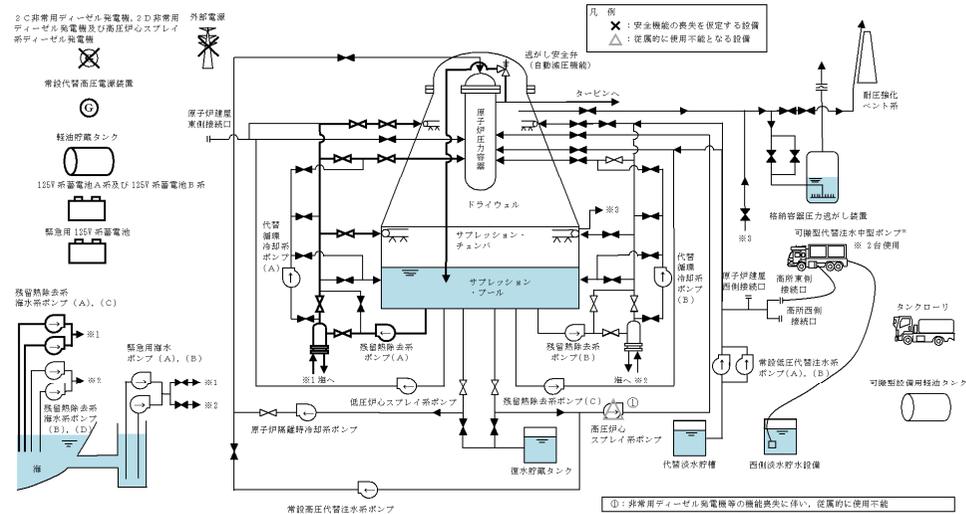
柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉



※残留熱除去系は、原子炉水位がレベル8に到達した時点で、低圧注水モードから格納容器スプレイ冷却モードに運転を切り替える。

第7.1.3.1-3 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」の重大事故等対策の概略系統図（3/4）
（原子炉急速減圧，原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

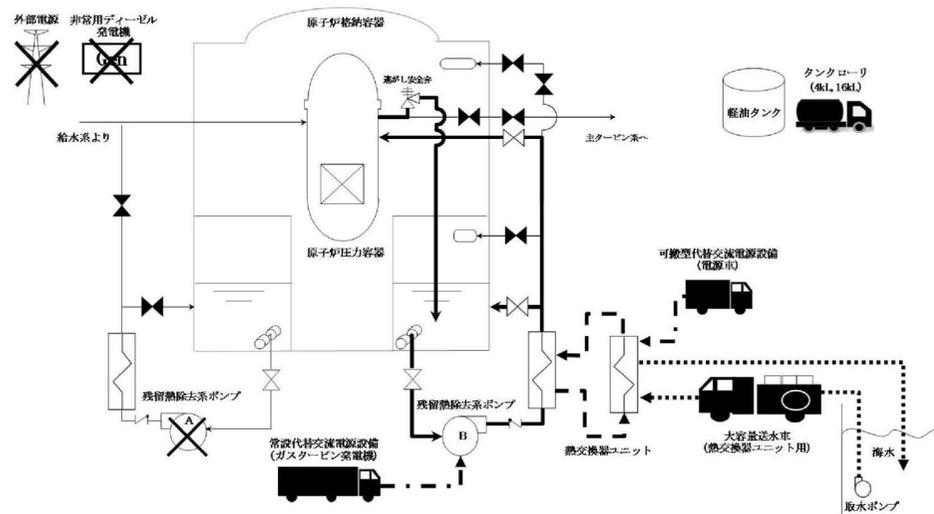
東海第二発電所



第2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失（長期TB）時の重大事故等対策の概略系統図（3/3）
（残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）

備考

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉

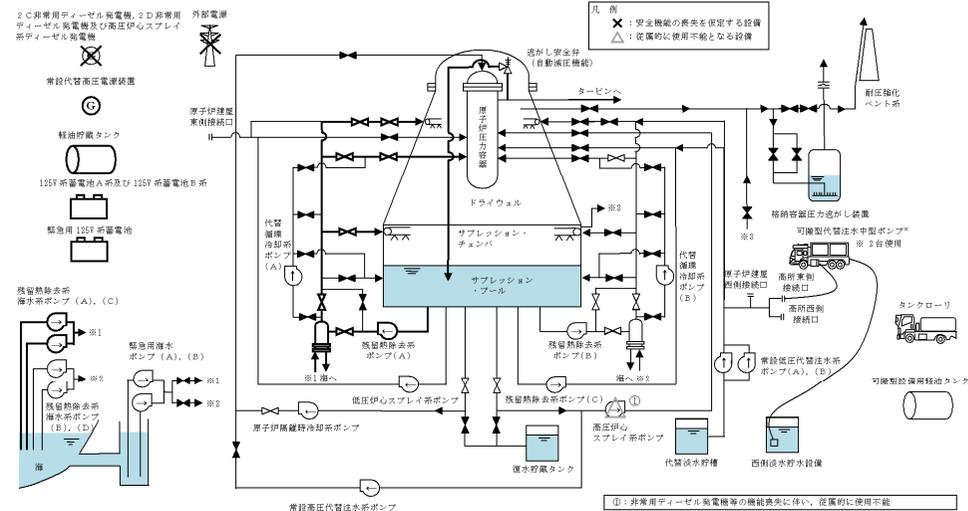


※残留熱除去系の低圧注水モードとサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードを切り替えて、原子炉水位をレベル3～レベル8の範囲で維持する。

第 7.1.3.1-4 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の重大事故等対策の概略系統図（4/4）
（原子炉注水及び原子炉格納容器除熱）

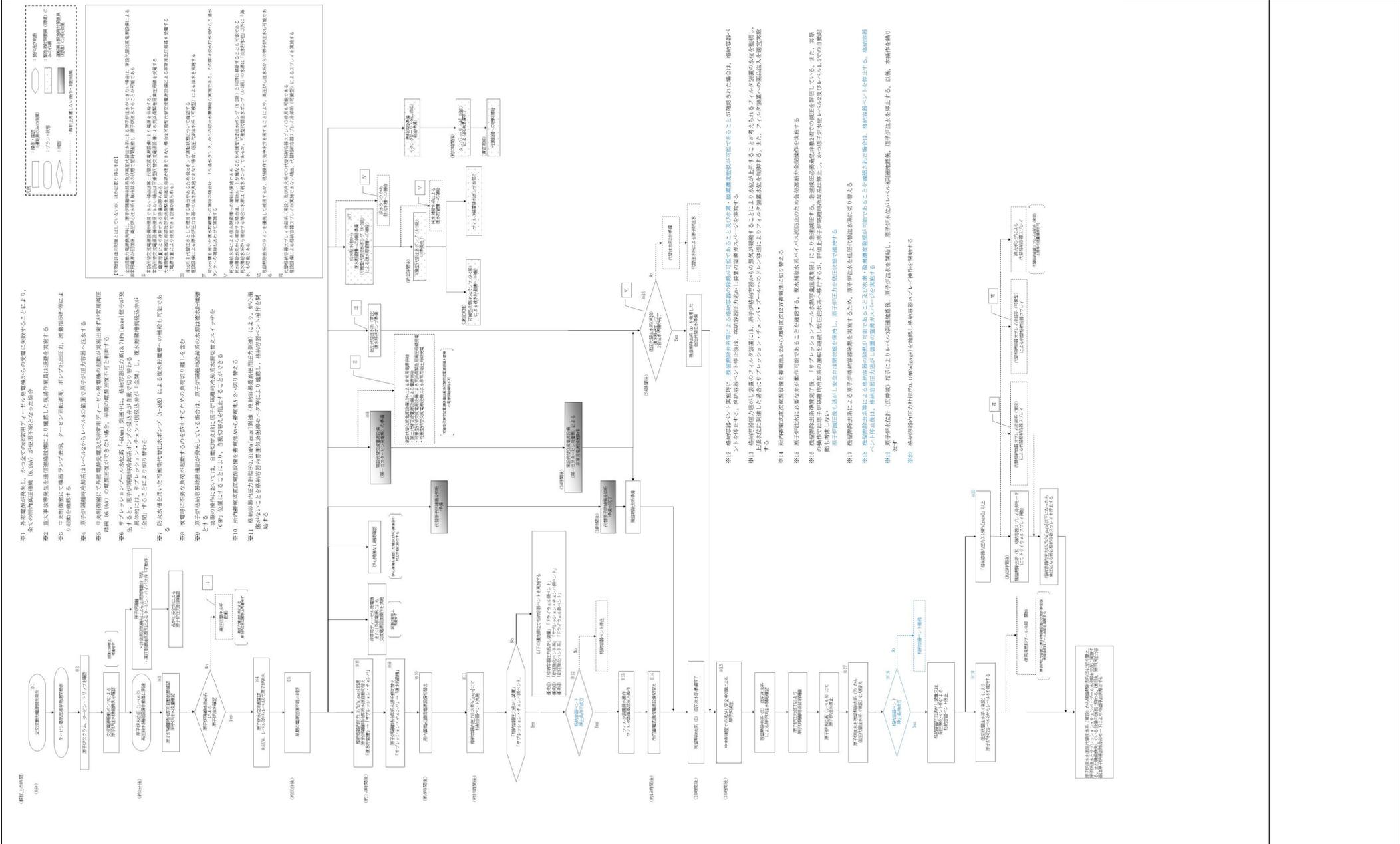
東海第二発電所

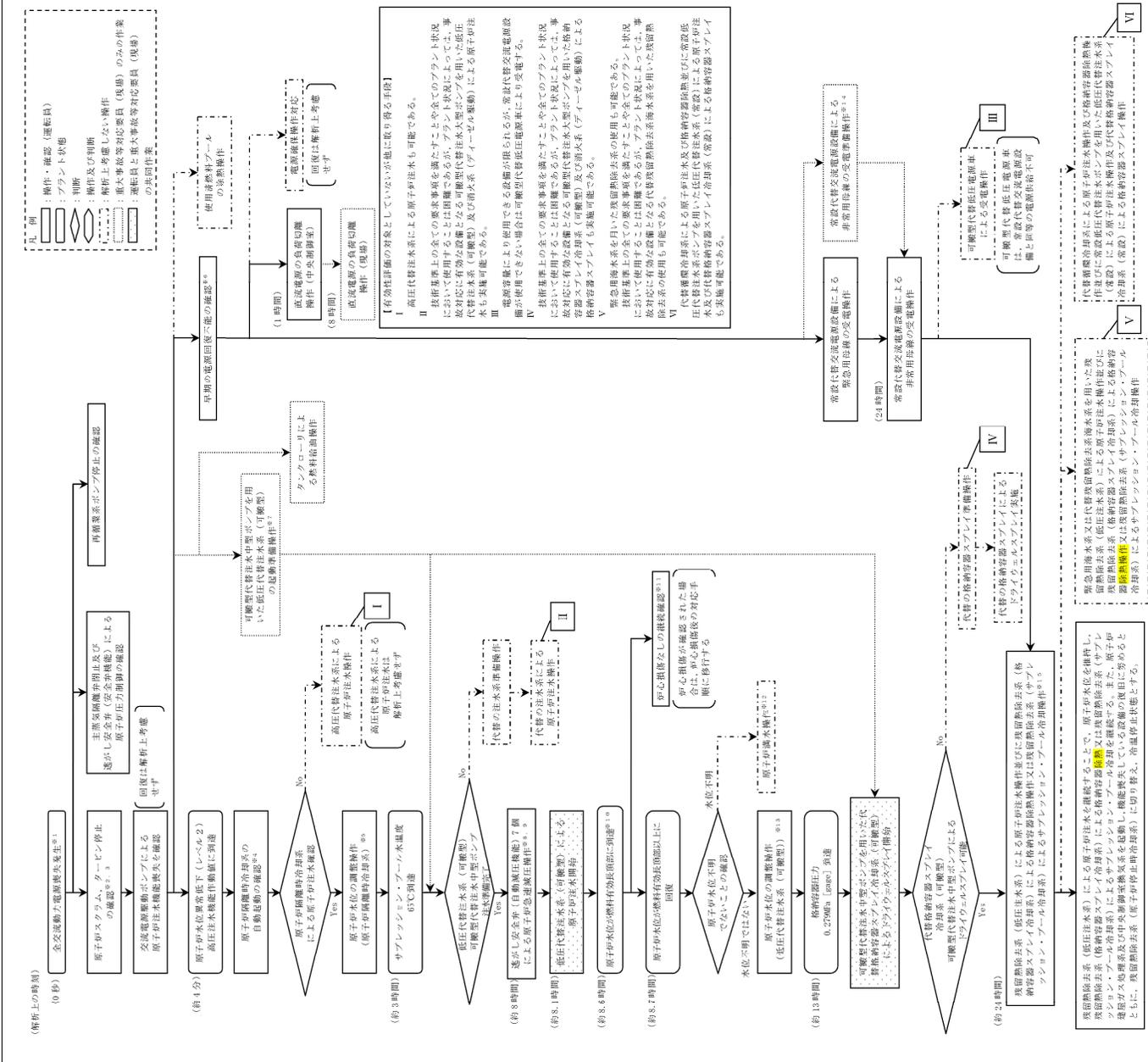
前ページと同じ



第 2.3.1-1 図 全交流動力電源喪失（長期T B）時の重大事故等対策の概略系統図（3/3）
（残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）

備考



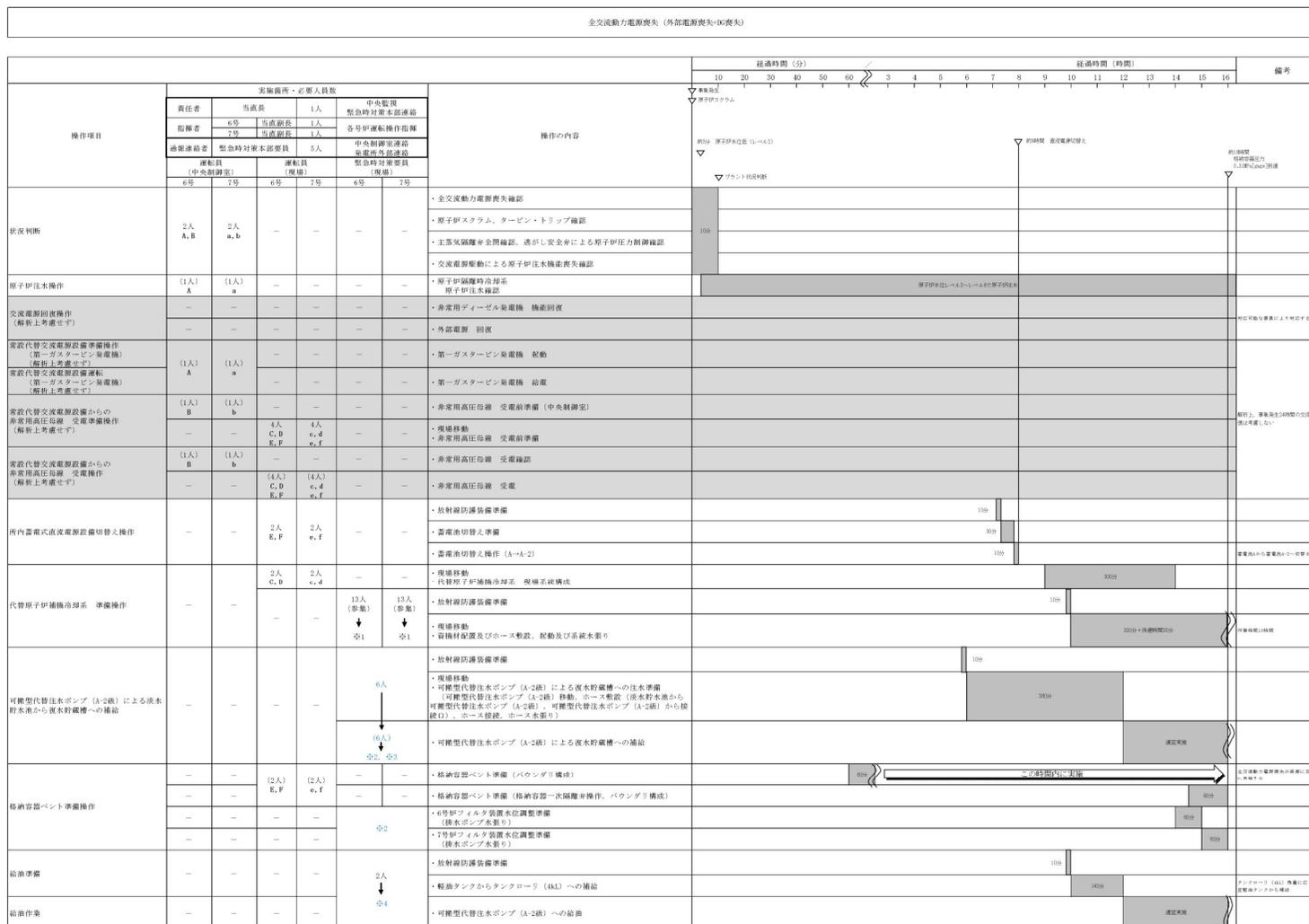


- ※1 外部電源が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの発電に失敗することにより、全ての所内高圧系統（6.9kV）が使用不能となった場合。
- ※2 重大事象発生直後に、格納容器冷却設備により補給した現用燃料油が燃焼し尽くす。原状がスクラムは、解析し、原子炉水位低下を許す観点で原子炉水位低（レベル4.3）階層によるものとす。
- ※3 中央制御室にて、格納容器圧力表示、警報、タービン回転速度、系統電圧等を確認する。
- ※4 中央制御室からの送電機により、原子炉水位を原子炉水位高（レベル4.8）から原子炉水位高（レベル4.8）の間に維持する。
- ※5 中央制御室からの送電機により、原子炉水位を原子炉水位高（レベル4.8）から原子炉水位高（レベル4.8）の間に維持する。
- ※6 中央制御室からの送電機により、原子炉水位を原子炉水位高（レベル4.8）から原子炉水位高（レベル4.8）の間に維持する。
- ※7 全交流動力電源喪失に伴い、原子炉水位を原子炉水位高（レベル4.8）から原子炉水位高（レベル4.8）の間に維持する。
- ※8 原子炉水位を原子炉水位高（レベル4.8）から原子炉水位高（レベル4.8）の間に維持する。
- ※9 原子炉水位を原子炉水位高（レベル4.8）から原子炉水位高（レベル4.8）の間に維持する。
- ※10 ドライウェルと原子炉水位の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
- ・原子炉水位の異常な低下を許す場合
- ・原子炉水位の異常な低下を許す場合
- ・原子炉水位の異常な低下を許す場合
- ※11 炉心損傷は、以下により判断する（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
- ・炉心損傷は、以下により判断する（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
- ・炉心損傷は、以下により判断する（炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行）
- ※12 なお、格納容器内気体放射線モニタ（D/W）及び（S/C）による炉心損傷発生は格納容器内のガンマ線検出率の10倍以上となった場合
- ※13 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水（可搬型）により、原子炉水位を原子炉水位高（レベル4.8）の間に維持する。
- ※14 格納容器冷却設備により、原子炉水位を原子炉水位高（レベル4.8）の間に維持する。
- ※15 格納容器冷却設備により、原子炉水位を原子炉水位高（レベル4.8）の間に維持する。

第 2.3.1-2 図 全交流動力電源喪失（長期TB）の対応手順の概要

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉



第 7. 1. 3. 1-6 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の作業と所要時間（1/2）

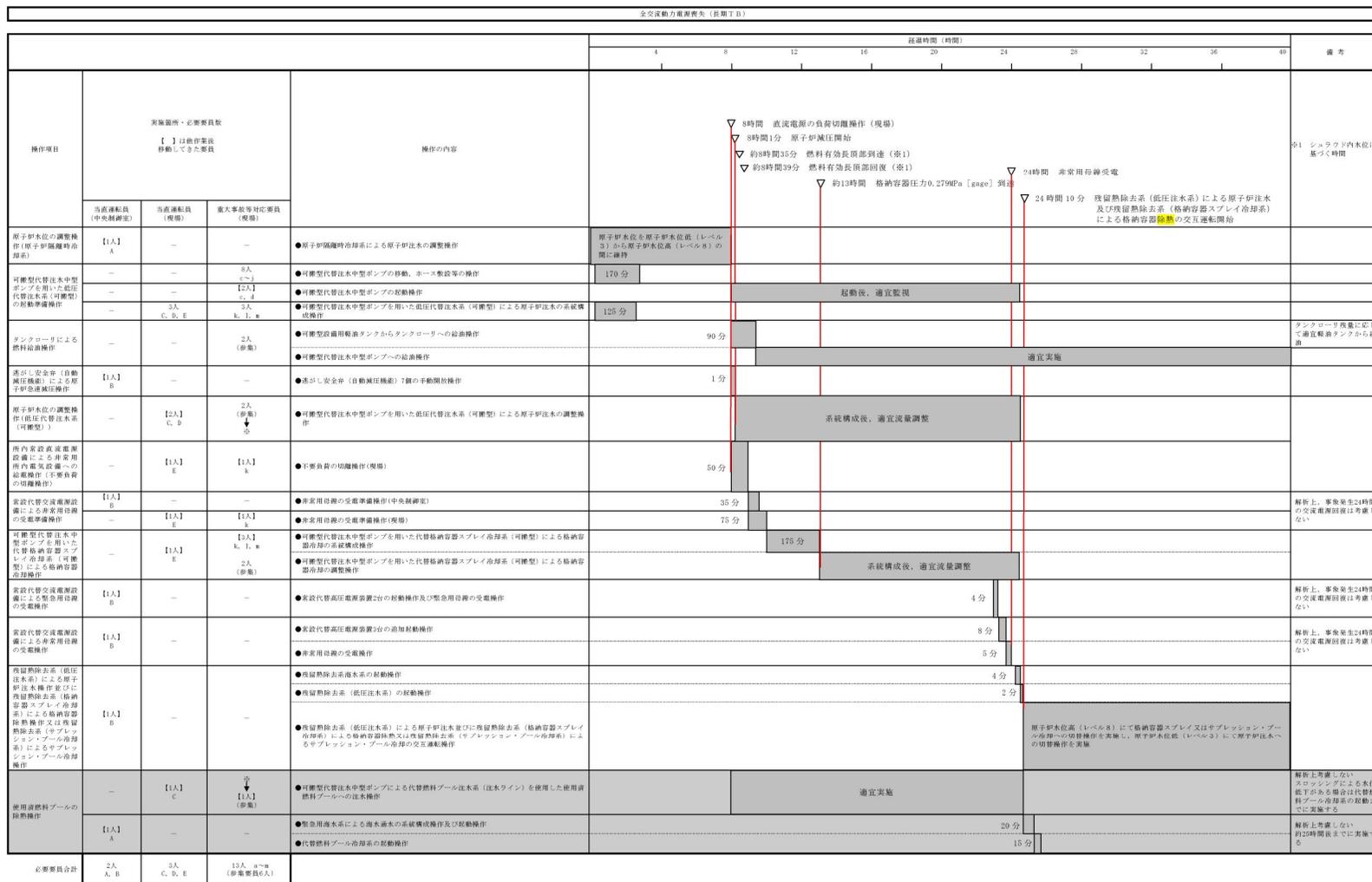
備考

全交流動力電源喪失（長期T B）					経過時間（分）												備考	
					0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120													
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	事象発生 原子炉スクラム 約4分 原子炉水位異常低下（レベル2）到達 プラント状況判断 1時間 直流電源の負荷切離操作（中央制御室）													
	責任者	当直発電員	1人		中央監視運転操作指揮													
	補佐	当直副発電員	1人		運転操作指揮補佐													
	指揮者等	災害対策要員（指揮者等）	4人		初動での指揮 発電所内外連絡													
	当直運転員（中央制御室）	当直運転員（現場）		重大事故等対応要員（現場）														
状況判断	2人 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●全交流動力電源喪失確認 ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び過がし安全弁（安全弁機構）による原子炉圧力制御の確認 ●再循環系ポンプ停止の確認 ●交流電源駆動ポンプによる原子炉注水機能喪失確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 	10分													
原子炉水位の調整 操作（原子炉隔離時冷却系）	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持													
早期の電源回復不能の確認	【1人】 A	-	-	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1分													
	【1人】 B	-	-	●非常用ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	2分													
電源確保操作対応	-	-	2人 a, b	●電源回復操作	適宜実施												厳格上考慮しない	
所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電操作（不要負荷の切離操作）	【1人】 B	-	-	●不要負荷の切離操作（中央制御室）	6分													
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	-	-	3人 e~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース数設等の操作	170分													
	-	3人 C, D, E	3人 k, l, n	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた高圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の系統構成操作	125分													

第 2.3.1-3 図 全交流動力電源喪失（長期T B）の作業と所要時間（1/2）

備考

東海第二発電所

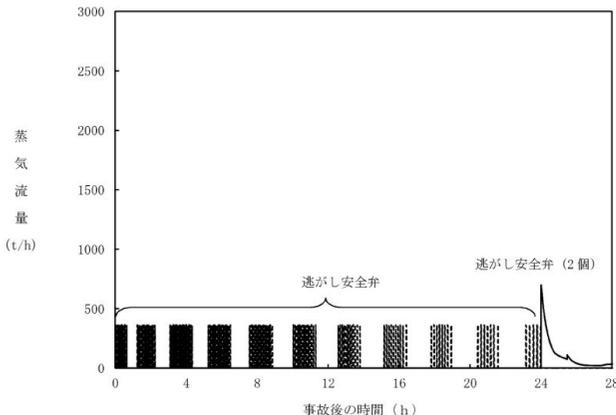
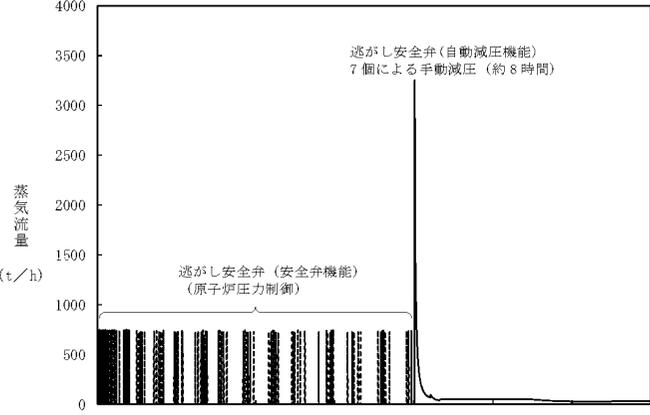
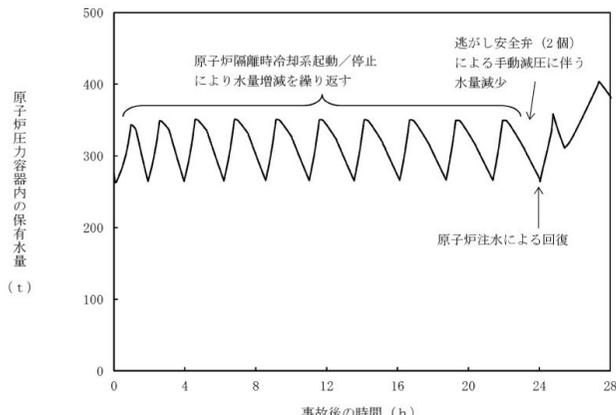
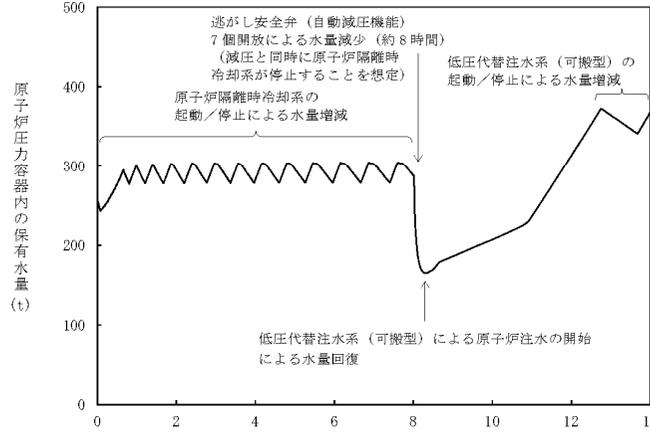


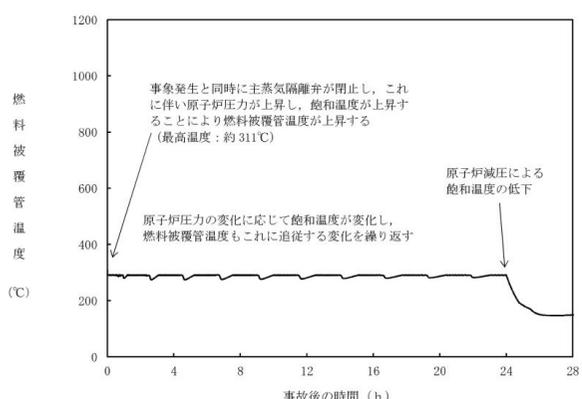
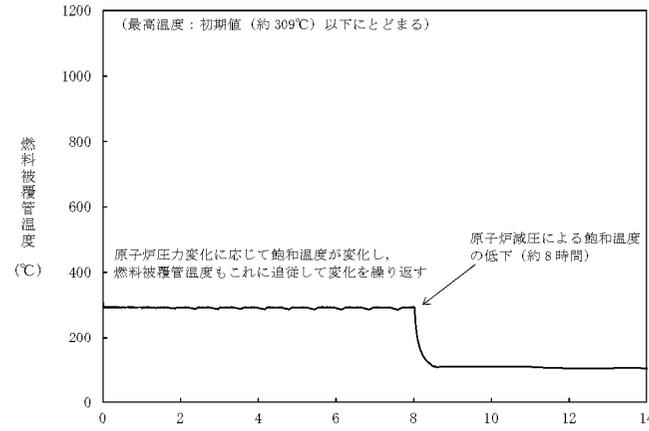
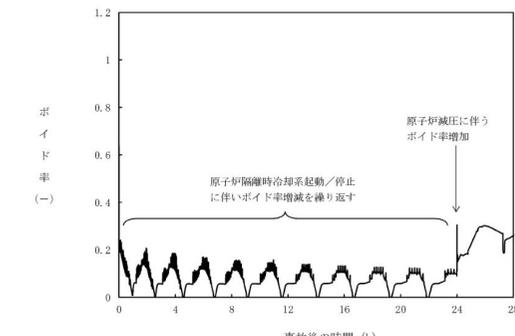
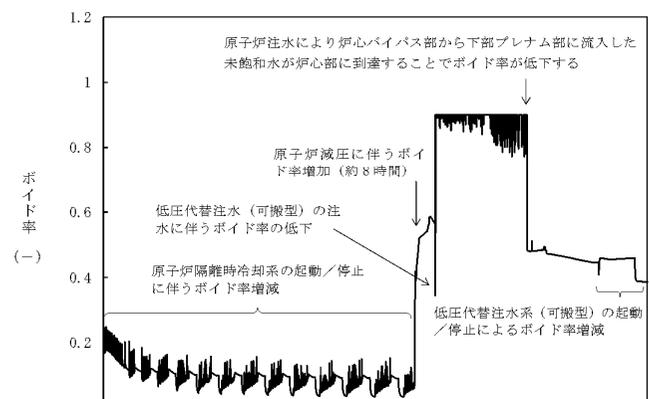
第 2.3.1-3 図 全交流動力電源喪失（長期T B）の作業と所要時間（2/2）

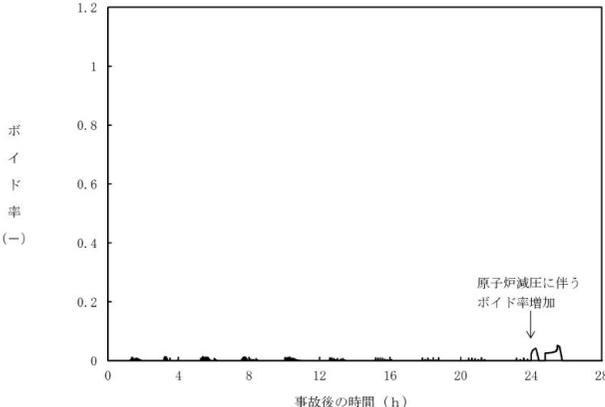
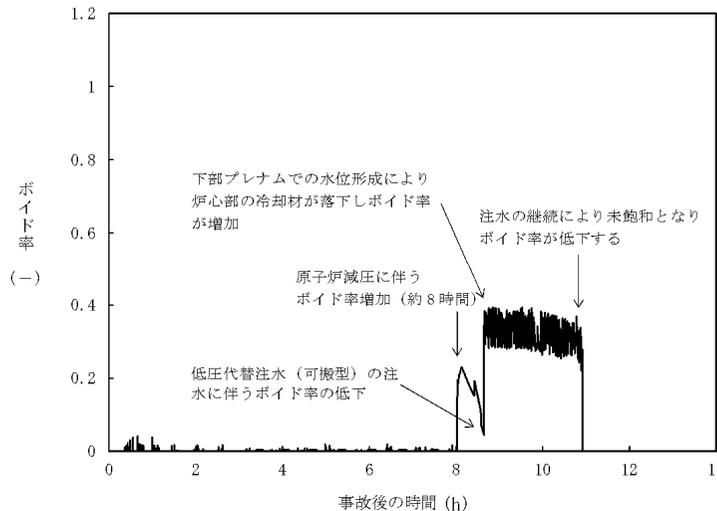
備考

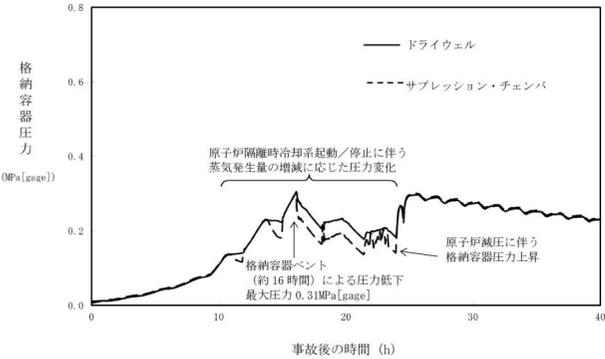
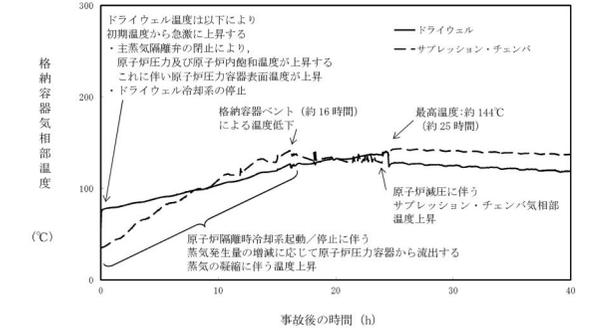
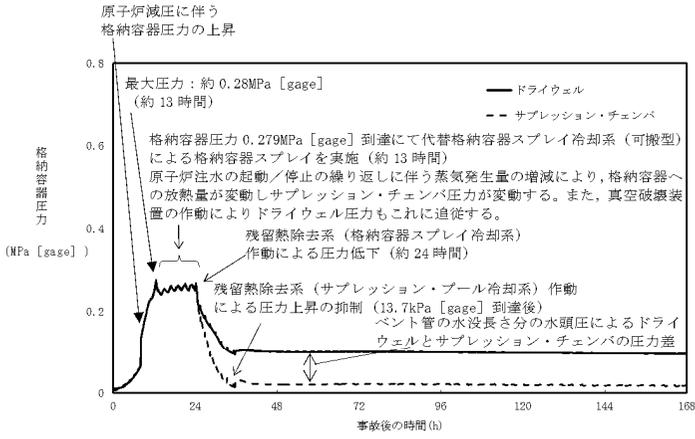
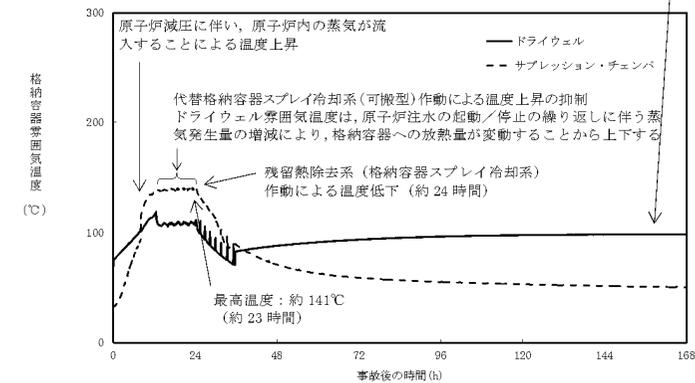
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所	備考
<p>原子炉圧力 (MPa[abs])</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>逃がし安全弁 2 個による手動減圧 (24 時間)</p> <p>原子炉隔離時冷却系起動/停止により原子炉内の蒸気発生量が増減するため、原子炉圧力の上昇/低下を繰り返し、原子炉圧力上昇時は逃がし安全弁開閉により原子炉圧力が制御される (最大値: 約 7.52MPa [gage], 約 32 分)</p> <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個による手動減圧 (約 8 時間)</p>	<p>原子炉圧力 (MPa[abs])</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>主蒸気隔離弁閉止による原子炉圧力上昇 (最大値: 約 8.16MPa [gage])</p> <p>原子炉隔離時冷却系の起動/停止により炉内の蒸気発生量が増減するため、原子炉圧力は低下/上昇を繰り返し、圧力上昇時は逃がし安全弁 (安全弁機能) の開閉により制御される。(原子炉への注水中は、原子炉圧力が低下する。崩壊熱の減少に伴い、圧力の低下幅が大きくなる)</p> <p>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個による手動減圧 (約 8 時間)</p>	備考
<p>第 7.1.3.1-7 図 原子炉圧力の推移</p>	<p>第 2.3.1-4 図 原子炉圧力の推移</p>	
<p>原子炉水位 (シミュラウド内水位) (m)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>原子炉隔離時冷却系起動/停止による原子炉水位の維持</p> <p>炉心上部プレナム</p> <p>高出力燃料集合体</p> <p>炉心下部プレナム</p> <p>有効燃料棒頂部</p> <p>有効燃料棒底部</p>	<p>原子炉水位 (シミュラウド内水位) (m)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>原子炉隔離時冷却系による原子炉水位の維持</p> <p>低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉水位の維持</p> <p>炉心上部プレナム</p> <p>高出力燃料集合体</p> <p>炉心下部プレナム</p> <p>燃料有効長頂部</p> <p>燃料有効長底部</p> <p>原子炉減圧による蒸気流出に伴う水位の低下 (約 8 時間) 注水開始後徐々に水位が回復</p> <p>注水された未飽和の水により炉心下部プレナムのボイド率が低下し、二相水位に満水が維持できなくなるため、水位が形成される</p> <p>原子炉注水により炉心バイパス部から下部プレナム部に流入した未飽和の水が炉心に到達することでボイド率が低下し、水位が低下する</p>	
<p>第 7.1.3.1-8 図 原子炉水位 (シミュラウド内水位) の推移</p>	<p>第 2.3.1-5 図 原子炉水位 (シミュラウド内水位) の推移</p>	

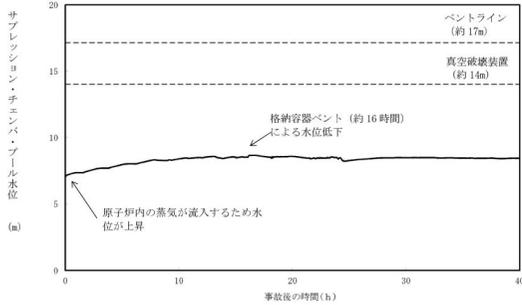
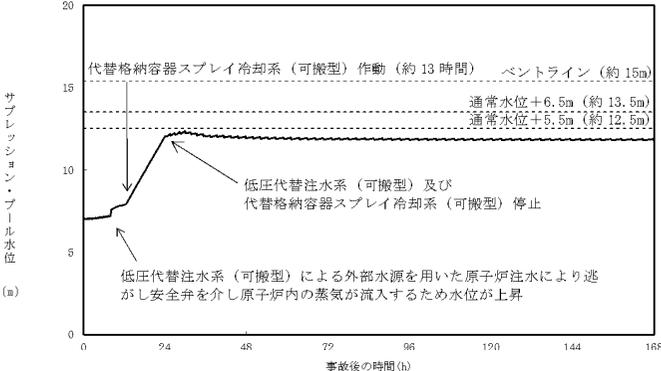
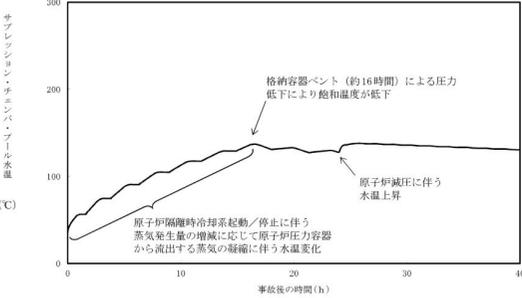
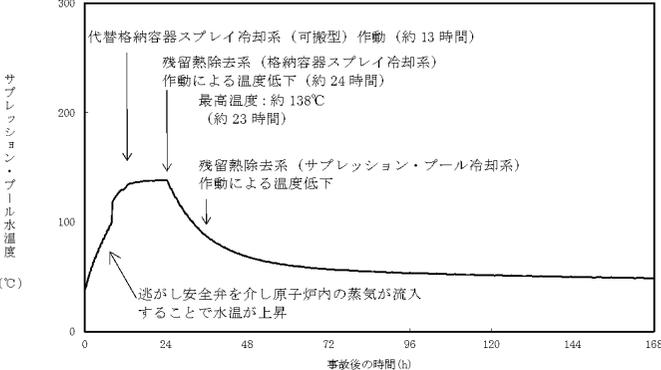
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>原子炉水位 (シュラウド内外水位) (m)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	<p>原子炉水位 (シュラウド内外水位) (m)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	
<p>第 7.1.3.1-9 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移</p>	<p>第 2.3.1-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移</p>	
<p>注水流量 (t/h)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	<p>注水流量 (m³/h)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	
<p>第 7.1.3.1-10 図 注水流量の推移</p>	<p>第 2.3.1-7 図 注水流量の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>蒸気流量 (t/h)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	 <p>蒸気流量 (t/h)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	
<p>第 7. 1. 3. 1-11 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	<p>第 2. 3. 1-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>	
 <p>原子炉圧力容器内の保有水量 (t)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	 <p>原子炉圧力容器内の保有水量 (t)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	
<p>第 7. 1. 3. 1-12 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p>	<p>第 2. 3. 1-9 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第 7.1.3.1-13 図 燃料被覆管温度の推移</p>	 <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第 2.3.1-10 図 燃料被覆管温度の推移</p>	
 <p>ボイド率 (-)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第 7.1.3.1-14 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	 <p>ボイド率 (-)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第 2.3.1-11 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	
<p>10-7-1-365</p>		

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉	東海第二発電所	備考
 <p data-bbox="264 742 779 766">第7.1.3.1-15図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	 <p data-bbox="1075 837 1668 861">第2.3.1-12図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備考
<p data-bbox="331 124 663 150">柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉</p>  <p data-bbox="309 593 631 616">第 7.1.3.1-16 図 格納容器圧力の推移</p>  <p data-bbox="291 1173 649 1195">第 7.1.3.1-17 図 格納容器気相温度の推移</p>	<p data-bbox="1281 124 1433 150">東海第二発電所</p>  <p data-bbox="1142 774 1523 799">第 2.3.1-13 図 格納容器圧力の推移</p>  <p data-bbox="1108 1364 1556 1390">第 2.3.1-14 図 格納容器雰囲気温度の推移</p>	<p data-bbox="1930 124 2020 150">備考</p>

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉	東海第二発電所	備 考
 <p data-bbox="250 595 725 616">第 7.1.3.1-18 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p>	 <p data-bbox="1059 730 1588 751">第 2.3.1-15 図 サプレッション・プール水位の推移</p>	
 <p data-bbox="250 1174 725 1195">第 7.1.3.1-19 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p>	 <p data-bbox="1059 1321 1599 1342">第 2.3.1-16 図 サプレッション・プール水温度の推移</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所																																																																																									
<p>第 7.1.3.1-1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の重大事故等対策について</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">判断及び操作</th> <th rowspan="2">手順</th> <th colspan="3">有効性評価上期待する事故対応設備</th> </tr> <tr> <th>常設設備</th> <th>可搬型設備</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認</td> <td>外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。</td> <td>所内節電式直流電源設備</td> <td>-</td> <td>平均出力領域モニタ 起動領域モニタ</td> </tr> <tr> <td>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</td> <td>原子炉水位低（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位が回復し、以後原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。</td> <td>【原子炉隔離時冷却系】 高圧貯蔵槽 所内節電式直流電源設備 軽油タンク</td> <td>可搬型代替注水ポンプ（A-2 線） タンクローリ（B4）</td> <td>原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 高圧貯蔵槽水位（SA）</td> </tr> <tr> <td>高圧代替注水系による原子炉注水</td> <td>高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を自動起動し原子炉水位を回復する。</td> <td>高圧代替注水系 高圧貯蔵槽 常設代替直流電源設備</td> <td>-</td> <td>原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 高圧貯蔵槽水位（SA）</td> </tr> <tr> <td>直流電源切替</td> <td>原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、蓄電池の切替を実施し 24 時間以内で直流電源の供給を行う。</td> <td>所内節電式直流電源設備</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱</td> <td>格納容器圧力が 0.31MPa(gage) に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。</td> <td>格納容器圧力逃がし装置 原子炉強化ベント系 所内節電式直流電源設備</td> <td>-</td> <td>格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（SA） サブプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内空筒気燃料線レベル（D/W） 格納容器内空筒気燃料線レベル（SA） フィルタ装置水位 フィルタ装置入口燃料線モニタ フィルタ装置側面フィルタ差圧</td> </tr> <tr> <td>逃がし安全弁による原子炉急減圧</td> <td>常設代替交流電源設備による交流電源供給後、残留熱除去系ポンプを自動起動し、逃がし安全弁と併用による自動減圧を行う。</td> <td>常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク</td> <td>代替原子炉隔離冷却系 タンクローリ（B4、16A）</td> <td>原子炉圧力（SA） 原子炉圧力</td> </tr> <tr> <td>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水</td> <td>原子炉急減圧により、残留熱除去系の系統圧力を下回ると、代替原子炉隔離冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する。</td> <td>常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク</td> <td>代替原子炉隔離冷却系 タンクローリ（B4、16A）</td> <td>原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】 格納容器内水面濃度（SA） 格納容器内水面濃度 格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（SA） ドライウェル空筒気温度 サブプレッション・チェンバ・プール温度</td> </tr> <tr> <td>残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱</td> <td>常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が 0.18MPa(gage) に到達した場合、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。</td> <td>常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）】 軽油タンク</td> <td>代替原子炉隔離冷却系 タンクローリ（B4、16A）</td> <td>格納容器内水面濃度（SA） 格納容器内水面濃度 格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（SA） ドライウェル空筒気温度 サブプレッション・チェンバ・プール温度</td> </tr> <tr> <td>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水</td> <td>残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。</td> <td>常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 低圧代替注水ポンプ 高圧貯蔵槽 軽油タンク</td> <td>可搬型代替注水ポンプ（A-2 線） タンクローリ（B4、16A）</td> <td>原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 低圧代替注水系流量（DWR A 系代替注水流量） 高圧貯蔵槽水位（SA）</td> </tr> </tbody> </table> <p>【 】：重大事故等対応設備（設計基準設備） ■：有効性評価上考慮しない操作</p>				判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対応設備			常設設備	可搬型設備	計装設備	全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内節電式直流電源設備	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ	原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位が回復し、以後原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 高圧貯蔵槽 所内節電式直流電源設備 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 線） タンクローリ（B4）	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 高圧貯蔵槽水位（SA）	高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を自動起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 高圧貯蔵槽 常設代替直流電源設備	-	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 高圧貯蔵槽水位（SA）	直流電源切替	原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、蓄電池の切替を実施し 24 時間以内で直流電源の供給を行う。	所内節電式直流電源設備	-	-	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa(gage) に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 原子炉強化ベント系 所内節電式直流電源設備	-	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（SA） サブプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内空筒気燃料線レベル（D/W） 格納容器内空筒気燃料線レベル（SA） フィルタ装置水位 フィルタ装置入口燃料線モニタ フィルタ装置側面フィルタ差圧	逃がし安全弁による原子炉急減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、残留熱除去系ポンプを自動起動し、逃がし安全弁と併用による自動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉隔離冷却系 タンクローリ（B4、16A）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急減圧により、残留熱除去系の系統圧力を下回ると、代替原子炉隔離冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉隔離冷却系 タンクローリ（B4、16A）	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】 格納容器内水面濃度（SA） 格納容器内水面濃度 格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（SA） ドライウェル空筒気温度 サブプレッション・チェンバ・プール温度	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が 0.18MPa(gage) に到達した場合、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）】 軽油タンク	代替原子炉隔離冷却系 タンクローリ（B4、16A）	格納容器内水面濃度（SA） 格納容器内水面濃度 格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（SA） ドライウェル空筒気温度 サブプレッション・チェンバ・プール温度	低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 低圧代替注水ポンプ 高圧貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 線） タンクローリ（B4、16A）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 低圧代替注水系流量（DWR A 系代替注水流量） 高圧貯蔵槽水位（SA）	<p>第 2.3.1-1 表 全交流動力電源喪失（長期TB）における重大事故等対策について（1/3）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">操作及び確認</th> <th rowspan="2">手 順</th> <th colspan="3">重大事故等対応設備</th> </tr> <tr> <th>常設設備</th> <th>可搬型設備</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認</td> <td>外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。</td> <td>125V 系蓄電池 A 系 125V 系蓄電池 B 系</td> <td>-</td> <td>平均出力領域計装* 起動領域計装*</td> </tr> <tr> <td>原子炉隔離時冷却系による原子炉注水</td> <td>原子炉水位異常低下（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以降原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。</td> <td>原子炉隔離時冷却系* サブプレッション・チェンバ* 125V 系蓄電池 A 系</td> <td>-</td> <td>原子炉水位（SA 広帯域） 原子炉水位（SA 燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉隔離時冷却系系統流量*</td> </tr> <tr> <td>直流電源負荷切離し</td> <td>原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、蓄電池の不要な負荷の切離しを実施し 24 時間以内で直流電源の供給を行う。</td> <td>125V 系蓄電池 A 系 125V 系蓄電池 B 系</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備</td> <td>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備として、系統構成並びに可搬型代替注水中型ポンプの準備及びホース敷設を実施する。また、可搬型代替注水中型ポンプの水源への補給及び燃料給油準備を実施する。</td> <td>可搬型設備用軽油タンク</td> <td>可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>逃がし安全弁による原子炉急減圧</td> <td>低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個による原子炉急減圧を実施する。</td> <td>125V 系蓄電池 A 系 125V 系蓄電池 B 系 逃がし安全弁（自動減圧機能）*</td> <td>-</td> <td>原子炉圧力（SA） 原子炉圧力*</td> </tr> </tbody> </table> <p>※ 既許可の対象となっている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの</p>				操作及び確認	手 順	重大事故等対応設備			常設設備	可搬型設備	計装設備	全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	125V 系蓄電池 A 系 125V 系蓄電池 B 系	-	平均出力領域計装* 起動領域計装*	原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以降原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	原子炉隔離時冷却系* サブプレッション・チェンバ* 125V 系蓄電池 A 系	-	原子炉水位（SA 広帯域） 原子炉水位（SA 燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉隔離時冷却系系統流量*	直流電源負荷切離し	原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、蓄電池の不要な負荷の切離しを実施し 24 時間以内で直流電源の供給を行う。	125V 系蓄電池 A 系 125V 系蓄電池 B 系	-	-	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備として、系統構成並びに可搬型代替注水中型ポンプの準備及びホース敷設を実施する。また、可搬型代替注水中型ポンプの水源への補給及び燃料給油準備を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	-	逃がし安全弁による原子炉急減圧	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個による原子炉急減圧を実施する。	125V 系蓄電池 A 系 125V 系蓄電池 B 系 逃がし安全弁（自動減圧機能）*	-	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力*
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対応設備																																																																																											
		常設設備	可搬型設備	計装設備																																																																																									
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	所内節電式直流電源設備	-	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ																																																																																									
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位が回復し、以後原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 高圧貯蔵槽 所内節電式直流電源設備 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 線） タンクローリ（B4）	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 高圧貯蔵槽水位（SA）																																																																																									
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を自動起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 高圧貯蔵槽 常設代替直流電源設備	-	原子炉水位（SA） 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 高圧貯蔵槽水位（SA）																																																																																									
直流電源切替	原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、蓄電池の切替を実施し 24 時間以内で直流電源の供給を行う。	所内節電式直流電源設備	-	-																																																																																									
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa(gage) に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 原子炉強化ベント系 所内節電式直流電源設備	-	格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（SA） サブプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内空筒気燃料線レベル（D/W） 格納容器内空筒気燃料線レベル（SA） フィルタ装置水位 フィルタ装置入口燃料線モニタ フィルタ装置側面フィルタ差圧																																																																																									
逃がし安全弁による原子炉急減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、残留熱除去系ポンプを自動起動し、逃がし安全弁と併用による自動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉隔離冷却系 タンクローリ（B4、16A）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力																																																																																									
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急減圧により、残留熱除去系の系統圧力を下回ると、代替原子炉隔離冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉隔離冷却系 タンクローリ（B4、16A）	原子炉水位（SA） 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】 格納容器内水面濃度（SA） 格納容器内水面濃度 格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（SA） ドライウェル空筒気温度 サブプレッション・チェンバ・プール温度																																																																																									
残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が 0.18MPa(gage) に到達した場合、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）】 軽油タンク	代替原子炉隔離冷却系 タンクローリ（B4、16A）	格納容器内水面濃度（SA） 格納容器内水面濃度 格納容器内圧力（D/W） 格納容器内圧力（SA） ドライウェル空筒気温度 サブプレッション・チェンバ・プール温度																																																																																									
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 低圧代替注水ポンプ 高圧貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2 線） タンクローリ（B4、16A）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力 原子炉水位（SA） 原子炉水位 低圧代替注水系流量（DWR A 系代替注水流量） 高圧貯蔵槽水位（SA）																																																																																									
操作及び確認	手 順	重大事故等対応設備																																																																																											
		常設設備	可搬型設備	計装設備																																																																																									
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。	125V 系蓄電池 A 系 125V 系蓄電池 B 系	-	平均出力領域計装* 起動領域計装*																																																																																									
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位異常低下（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以降原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 8）の間で維持する。	原子炉隔離時冷却系* サブプレッション・チェンバ* 125V 系蓄電池 A 系	-	原子炉水位（SA 広帯域） 原子炉水位（SA 燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉隔離時冷却系系統流量*																																																																																									
直流電源負荷切離し	原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、蓄電池の不要な負荷の切離しを実施し 24 時間以内で直流電源の供給を行う。	125V 系蓄電池 A 系 125V 系蓄電池 B 系	-	-																																																																																									
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備として、系統構成並びに可搬型代替注水中型ポンプの準備及びホース敷設を実施する。また、可搬型代替注水中型ポンプの水源への補給及び燃料給油準備を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	-																																																																																									
逃がし安全弁による原子炉急減圧	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個による原子炉急減圧を実施する。	125V 系蓄電池 A 系 125V 系蓄電池 B 系 逃がし安全弁（自動減圧機能）*	-	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力*																																																																																									
備考																																																																																													

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉		東海第二発電所		
前ページと同じ		第2.3.1-1表 全交流動力電源喪失（長期TB）における重大事故等対策について（2/3）		
第7.1.3.1-1表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）」の重大事故等対策について				
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対応設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉システム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスタラムしたことを確認する。	格納容器内交流電源設備	-	平均出力削減モニタ 起動試験モニタ
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位が回復し、最終原子炉水位低（レベル2）から原子炉水位高（レベル4）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 格納容器内交流電源設備 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ（A-2線） タンクローリ（B4）	原子炉水位（SA） 原子炉水位（SA） 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 格納容器内交流電源設備 軽油タンク
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を手動起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 格納容器内交流電源設備	-	原子炉水位（SA） 原子炉水位（SA） 高圧代替注水系系統流量 格納容器内交流電源設備
直流電源切替	原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、蓄電池の切替を実施し自給期間にわたって直流電源の供給を行う。	格納容器内交流電源設備	-	-
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等により原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 原子炉格納容器内交流電源設備	-	格納容器内圧力（D-9） 格納容器内圧力（SA） サブプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内燃料材料レベル（D-9） 格納容器内燃料材料レベル（SA） フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口燃料材料モニタ フィルタ装置金属フィルタ差圧
逃がし安全弁による原子炉急減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、残留熱除去系ポンプを手動起動し、逃がし安全弁と併用による急減圧を行う。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉格納冷却系 タンクローリ（B4、104）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急減圧により、残留熱除去系の系統圧を下回ると、代替原子炉格納冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉格納冷却系 タンクローリ（B4、104）	原子炉水位（SA） 原子炉水位（SA） 【残留熱除去系系統流量】 格納容器内系統流量（SA） 格納容器内系統流量（SA） 格納容器内圧力（D-9） 格納容器内圧力（SA） サブプレッション・チェンバ・プール温度 サブプレッション・チェンバ・プール水位
残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）】 軽油タンク	代替原子炉格納冷却系 タンクローリ（B4、104）	格納容器内圧力（D-9） 格納容器内圧力（SA） サブプレッション・チェンバ・プール温度 サブプレッション・チェンバ・プール水位
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル4）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 格納容器内交流電源設備	可搬型代替注水ポンプ（A-2線） タンクローリ（B4、104）	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力（SA） 原子炉水位（SA） 原子炉水位（SA） 格納容器内系統流量（BWR A系代替注水流量） 格納容器内交流電源設備

【】：重大事故等対策設備（設計基準状態）
■：有効性評価上考慮しない操作

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水	原子炉急減圧操作後に、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施する。	西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）
代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	格納容器圧力が0.279MPa [gage]に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）により格納容器冷却を実施する。また、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を継続する。	西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	ドライウェル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用） 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）
残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系（低圧注水系）* 残留熱除去系海水系* サブプレッション・チェンバ* 軽油貯蔵タンク	-	原子炉圧力（SA） 原子炉圧力* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 残留熱除去系系統流量*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉		東海第二発電所	
前ページと同じ		第 2.3.1-1 表 全交流動力電源喪失（長期TB）における重大事故等対策について（3/3）	
第 7.1.3.1-1 表 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の重大事故等対策について			
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対応設備	
		常設設備	可搬型設備
全交流動力電源喪失及び原子炉システム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉がスタラムしたことを確認する。	所内節電式直流電源設備	—
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	原子炉水位低（レベル 2）信号により原子炉隔離時冷却系が自動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位が回復し、以後原子炉水位低（レベル 2）から原子炉水位高（レベル 4）の間で維持する。	【原子炉隔離時冷却系】 復水貯蔵槽 所内節電式直流電源設備 軽油タンク	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 復水貯蔵槽水位 (SA)
高圧代替注水系による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系を自動起動し原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 常設代替交流電源設備	—
直流電源切替	原子炉隔離時冷却系で使用している直流電源の枯渇を防止するため、蓄電池の切替を実施し 24 時間にわたって直流電源の供給を行う。	所内節電式直流電源設備	—
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa(表)に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 【残留熱除去系】 所内節電式直流電源設備	格納容器内圧力 (D/P) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッション・チェンバ・プールの水位 格納容器内雰囲気放射線レベル (D/W) 格納容器内雰囲気放射線レベル (S/C) フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニター フィルタ装置金属フィルタ差圧
逃がし安全弁による原子炉急減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、残留熱除去系ポンプを自動起動し、逃がし安全弁と併しによる急減圧を行う。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉機械冷却系 タンクローリ (B4, 164)
残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水	原子炉急減圧により、残留熱除去系の系統圧力を下回ると、代替原子炉機械冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（低圧注水モード）】 軽油タンク	代替原子炉機械冷却系 タンクローリ (B4, 164)
残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が 0.18MPa(表)に到達した場合、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）】 軽油タンク	代替原子炉機械冷却系 タンクローリ (B4, 164) 【残留熱除去系系統流量】 格納容器内水量濃度 (SA) 格納容器内水量濃度 格納容器内圧力 (D/P) 格納容器内圧力 (S/C) ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ*雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉水位回復後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を実施する。原子炉水位は原子炉水位低（レベル 3）から原子炉水位高（レベル 4）の間で維持する。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水移送ポンプ 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 線) タンクローリ (B4, 164)
			【注】：重大事故等対応設備（設計基準状態） ■：有効性評価上考慮しない操作

備考

操作及び確認	手 順	重大事故等対応設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱	残留熱除去系（低圧注水系）により原子炉水位高（レベル 8）まで原子炉水位が回復した後、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）* 残留熱除去系海水系* サブプレッション・チェンバ* 軽油貯蔵タンク	—	残留熱除去系系統流量* ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉			東海第二発電所			
第7.1.3.1-2表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失））（1/5）			第2.3.1-2表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期TB））（1/7）			
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	—	解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定	原子炉熱出力	3,293MW	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート 下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定	原子炉水位	通常運転水位（セパレータスカート 下端から+126cm）	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定	炉心流量	48,300t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値	炉心入口温度	約278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約10℃	熱平衡計算による値	炉心入口サブクール度	約9℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9燃料（A型）	—	燃料	9×9燃料（A型）	—
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計限界値として設定	最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	1サイクルの運転期間（13ヶ月）に調整運転期間（約1ヶ月）を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器容積（ドライウエル）	7,350m ³	ドライウエル内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m ³	設計値
	格納容器容積（ウェットウエル）	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	ウェットウエル内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）	格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	設計値（通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限值として設定）
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエールサブプレッション・ チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値			
	サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定			
備考						

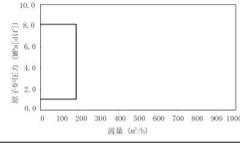
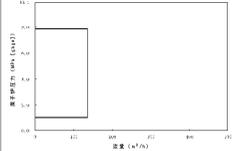
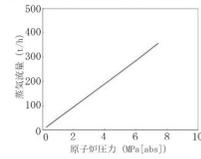
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉			東海第二発電所		
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;">前ページと同じ</div>					
第 7.1.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失））（1/5）			第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期TB））（2/7）		
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	-	真空破壊装置	3.45kPa（ドライウエール・サブプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設計値
原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定	初期条件 サブプレッション・プール水位	6.983m（通常運転範囲の下限値）	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定
原子炉圧力	7.07MPa[gage]	定格原子炉圧力として設定	サブプレッション・プール水温度	32℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定
原子炉水位	通常運転水位（セバレータスカート下端から+119cm）	通常運転時の原子炉水位として設定	格納容器圧力	5kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力を包含する値
炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定	格納容器雰囲気温度	57℃	通常運転時の格納容器雰囲気温度（ドライウエール内ガス冷却装置の設計温度）として設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値	外部水源の水温	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値	事故条件 起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定
燃料	9×9 燃料（A 型）	-	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定して設定
最大線出力密度	44.0kW/m	設計限界値として設定	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定			
格納容器容積（ドライウエール）	7,350m ³	ドライウエール内体積の設計値（全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値）			
格納容器容積（ウェットウエール）	空間部：5,960m ³ 液相部：3,580m ³	ウェットウエール内体積の設計値（内部機器及び構造物の体積を除いた値）			
真空破壊装置	3.43kPa （ドライウエール・サブプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設定値			
サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m（通常運転水位）	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定			
備考					

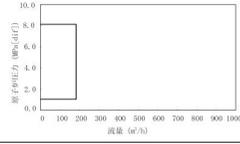
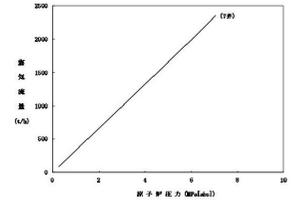
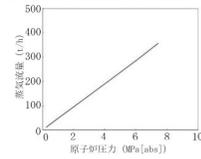
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所		
第 7.1.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失））（2/5）			前ページと同じ		
第 7.1.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失））（2/5）			第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期TB））（2/7）		
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	真空破壊装置	3.45kPa（ドライウエル・サブプレッション・チェンバ間差圧）	真空破壊装置の設計値
	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	サブプレッション・プール水位	6.983m（通常運転範囲の下限値）	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定
	格納容器温度	57℃	サブプレッション・プール水温度	32℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定
	外部水源の温度	50℃（事象開始 12 時間以降は 45℃，事象開始 24 時間以降は 40℃）	格納容器圧力	5kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力を包含する値
事故条件	起因事象	外部電源喪失	格納容器雰囲気温度	57℃	通常運転時の格納容器雰囲気温度（ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度）として設定
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	外部水源の水温	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
	外部電源	外部電源なし	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定
			安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定
			外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定
備考					

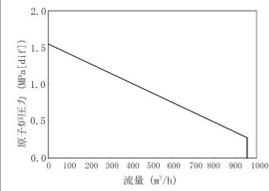
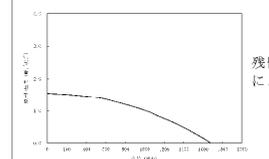
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉			東海第二発電所			
第 7.1.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失））（3/5）			第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期TB））（3/7）			
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間: 0.08 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3）信号 (遅れ時間: 1.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m ³ /h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて自動起動 136.7m ³ /h（7.86MPa [gage]～1.04MPa [gage]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定  原子炉隔離時冷却系ポンプによる注水特性
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa [gage] × 1 個, 363t/h/個 7.58MPa [gage] × 1 個, 367t/h/個 7.65MPa [gage] × 4 個, 370t/h/個 7.72MPa [gage] × 4 個, 373t/h/個 7.79MPa [gage] × 4 個, 377t/h/個 7.86MPa [gage] × 4 個, 380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定	逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
備考						

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉			東海第二発電所		
前ページと同じ					
第 7.1.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失））（3/5）			第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期TB））（4/7）		
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間: 0.08 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	重大事故等対策に関連する機器条件	逃がし安全弁
	原子炉隔離時冷却系	原子炉水位低（レベル2）にて自動起動 182m ³ /h（8.12～1.03MPa[dif]において）にて注水	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 		逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51MPa [gage] × 1 個, 363t/h/個 7.58MPa [gage] × 1 個, 367t/h/個 7.65MPa [gage] × 4 個, 370t/h/個 7.72MPa [gage] × 4 個, 373t/h/個 7.79MPa [gage] × 4 個, 377t/h/個 7.86MPa [gage] × 4 個, 380t/h/個	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定		逃がし安全弁（自動減圧機能）の7個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁7個の蒸気流量の関係>
		自動減圧機能付き逃がし安全弁の2個を開することによる原子炉急速減圧 <原子炉圧力と逃がし安全弁1個あたりの蒸気流量の関係> 	逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定		逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
備考					

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉		東海第二発電所	
第 7.1.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失））（4/5）		第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期TB））（5/7）	
重大事故等対策に関連する機器条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
	残留熱除去系（低圧注水モード）	事象発生 24 時間後に自動起動し、954m ³ /h (0.27MPa [dif]において) にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ 1 台による注水特性
	低圧代替注水系（常設）	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	約 90m ³ /h にて崩壊熱相当量を注水するものとして設定
	残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却モード）	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高（レベル 8）まで上昇させた後に自動起動し、954m³/h にて原子炉格納容器内にスプレィ 伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 8MW（サブプレッション・チェンバ・プール水温 52℃、海水温度 30℃において） 	残留熱除去系の設計値として設定
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して、格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定
代替原子炉補機冷却系	約 23MW（サブプレッション・チェンバ・プール水温 100℃、海水温度 30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定	
重大事故等対策に関連する機器条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
	残留熱除去系（低圧注水系）	1,605m ³ /h (0.14MPa [dif] において) (最大 1,676m ³ /h) にて注水	残留熱除去系（低圧注水系）の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ 1 台による注水特性
	残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却系） 残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位を原子炉水位高（レベル 8）まで上昇させた後に 1,692m³/h にて格納容器内にスプレィ 伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 43MW（サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において） 	残留熱除去系の設計値として設定 伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
備考			

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所		
前ページと同じ					
第 7.1.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失））（4/5）			第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期TB））（6/7）		
重大事故等対策に関連する機器条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
	残留熱除去系（低圧注水モード）	事象発生 24 時間後に手動起動し、954m ³ /h（0.27MPa[dif]において）にて注水	残留熱除去系（低圧注水モード）の設計値として設定		
	低圧代替注水系（常設）	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	約 90m ³ /h にて崩壊熱相当量を注水するものとして設定		
	残留熱除去系（格納容器スプレィ冷却モード）	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧後，原子炉水位を原子炉水位高（レベル 8）まで上昇させた後に手動起動し，954m³/h にて原子炉格納容器内にスプレィ 伝熱容量は，熱交換器 1 基あたり約 8MW（サブプレッション・チェンバ・プール水温 52℃，海水温度 30℃において） 	残留熱除去系の設計値として設定		
	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して，原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積70%開）にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して，格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定		
代替原子炉補機冷却系	約 23MW（サブプレッション・チェンバ・プール水温 100℃，海水温度 30℃において）	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定			
重大事故等対策に関連する機器条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方		
	低圧代替注水系（可搬型）	最大 110m ³ /h（格納容器スプレィ実施前）	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定		
	代替格納容器スプレィ冷却系（可搬型）	50m ³ /h（格納容器スプレィ実施後）	設計に基づき，併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定		
		130m ³ /h にて格納容器内へスプレィ	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレィ流量を考慮し，設定		
備考					

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表（長期TB）

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉			東海第二発電所				
第 7.1.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失））（5/5）			第 2.3.1-2 表 主要解析条件（全交流動力電源喪失（長期TB））（7/7）				
	項目	主要解析条件	条件設定の考え方				
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定	重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定		逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 8 時間 1 分後	余裕時間を確認する観点で事象発生 8 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了するものとし、原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定		代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定		残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱操作	事象発生 24 時間 10 分後	常設代替交流電源設備からの受電後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（低圧注水モード）運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定				
	低圧代替注水系（常設）起動操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定				
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）運転操作	事象発生約 25 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定				
備考							

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>7.1.3.3 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + 直流電源喪失</p> <p>7.1.3.3.1 事故シーケンスグループの特徴, 炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + 直流電源喪失」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、「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + 直流電源喪失」※1である。</p> <p>※1 全ての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機を起動できなくなることから、「外部電源喪失+直流電源喪失」により、必然的に全交流動力電源喪失となる。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + 直流電源喪失」では、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が喪失することを想定する。このため、直流電源喪失に伴い原子炉隔離時冷却系が機能喪失して原子炉注水ができず、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失した状態において、直流電源喪失により唯一の原子炉注水手段である原子炉隔離時冷却系が機能喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源の電源供給機能に加えて高圧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、本事故シーケンスグループでは、常設代替直流電源設備から電源を給電した高圧代替注水系による原子炉注水によって24時間後まで炉心を冷却し、常設代替交流電源設備による給電及び残留熱除去系 (低圧注水モード)、低圧代替注水系 (常設) による注水の準備が完了したところで逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に残留熱除去系 (低圧注水モード)</p>	<p>2.3.2 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)</p> <p>2.3.2.1 事故シーケンスグループの特徴, 炉心損傷防止対策</p> <p>(1) 事故シーケンスグループ内の事故シーケンス</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)」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「外部電源喪失+直流電源失敗*+高圧炉心冷却失敗 (TBD)」、②「外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗 (TBU)」及び③「サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) + DG失敗+高圧炉心冷却失敗 (TBU)」である。</p> <p>※ 直流電源失敗により非常用ディーゼル発電機の起動ができなくなる。</p> <p>(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)」では、全交流動力電源喪失と同時に直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が発生することを想定する。このため、原子炉隔離時冷却系が機能喪失して原子炉注水ができず、逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、全交流動力電源が喪失した状態において、直流電源喪失又は機器故障により唯一の原子炉注水手段である原子炉隔離時冷却系が機能喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、直流電源及び交流電源の電源供給機能に加えて高圧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、本事故シーケンスグループでは、常設代替直流電源設備から電源を給電した高圧代替注水系による原子炉注水によって事象発生約8時間後まで、その後低圧代替注水系 (可搬型) による注水の準備が完了したところで逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水によって事象発生約24時間後まで炉心を冷却し、常設代</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）、格納容器圧力逃がし装置及び耐圧強化ベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+ 直流電源喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として高圧代替注水系による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁を開維持することで、低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また、原子炉格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第7.1.3.3-1図から第7.1.3.3-4図に、手順の概要を第7.1.3.3-5図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.1.3.3-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、事象発生10時間までの6号及び7号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策要員で構成され、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、当直長1名（6号及び7号炉兼任）、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員12名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は5名、緊急時対策要員（現場）は8名である。また、事象発生10時間以降に追加に必要な要員は、代替原子炉補</p>	<p>替交流電源設備による給電後に残留熱除去系（低圧注水系）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱を実施する。</p> <p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD, TBU）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として高圧代替注水系、低圧代替注水系（可搬型）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで、低圧代替注水系（可搬型）による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段並びに残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）及び残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>これらの対策の概略系統図を第2.3.2-1図に、手順の概要を第2.3.2-2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操作手順の関係を第2.3.2-1表に示す。</p> <p>本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、事象発生2時間までの重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）24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、当直発電長1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行う当直運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は4名、現場操作を行う重大事故等対応要員は13名である。また、事象発生2時間以降に追加に必要な参集要員は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員2名、低圧代替注</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>機冷却系作業等を行うための参集要員 46 名である。必要な要員と作業項目について第 7.1.3.3-6 図に示す。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認^{*2} 外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機が機能喪失^{※3}する。これにより所内高圧系統 (6.9kV) の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。 全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムする。同時に直流電源が機能喪失し、これによって原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、設計基準事故対処設備の注水機能を全て喪失する。</p> <p>※2 直流電源喪失時には平均出力領域モニタ等による原子炉スクラムの確認はできないが、直流電源が失われることで、スクラムパイロット弁が無励磁となるため原子炉のスクラムに至る。また、原子炉スクラムに失敗している場合には逃がし安全弁によるサプレッション・チェンバへの蒸気放出が頻繁に発生するため、その動作状況から原子炉スクラム失敗を推定できるものとする。</p> <p>※3 本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスは「7.1.3.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価」のとおり、「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +直流電源喪失」であるが、全ての直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機を起動できなくなることから、「外部電源喪失+直流電源喪失」により、必然的に全交流動力電源喪失となる。</p> <p>b. 高圧代替注水系による原子炉注水 高圧代替注水系による原子炉注水については、「7.1.3.2.1(3)b. 高圧代替注水系による原子炉注水」と同じ。 【以下、柏崎刈羽 6, 7号炉 TBUより該当箇所を引用】</p>	<p>水系 (可搬型) による原子炉注水の調整操作を行うための重大事故等対応要員 2 名並びに代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイの系統構成操作及び流量調整操作を行うための重大事故等対応要員 2 名である。必要な要員と作業項目について第 2.3.2-3 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、必要な要員数を確認した結果、災害対策要員 (初動) 24 名で対処可能である。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認^{*1} 外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機等が機能喪失^{*2}する。これにより所内高圧系統 (6.9kV) の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至る。 全交流動力電源喪失の発生により原子炉がスクラムする。同時に直流電源が機能喪失し、これによって原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、設計基準事故対処設備の注水機能を全て喪失する。また、全交流動力電源喪失の確認より、低圧代替注水系 (可搬型) の準備を開始する。</p> <p>※1 直流電源喪失時には平均出力領域計装等による原子炉スクラムの確認はできないが、直流電源が失われることで、スクラムパイロット電磁弁が無励磁となるため原子炉のスクラムに至る。また、原子炉スクラムに失敗している場合には逃がし安全弁によるサプレッション・チェンバへの蒸気放出が頻繁に発生するため、その動作状況から原子炉スクラム失敗を推定できるものとする。</p> <p>※2 本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスは「2.3.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価」のとおり、「外部電源喪失+直流電源喪失+高圧炉心冷却失敗 (TBD)」であるが、直流電源喪失により非常用ディーゼル発電機を起動できなくなり、高圧炉心冷却失敗として高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の故障も想定することから、「外部電源喪失+直流電源喪失+高圧炉心冷却失敗 (TBD)」により、必然的に全交流動力電源喪失となる。</p> <p>b. 高圧代替注水系による原子炉注水</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、中央制御室からの遠隔操作によって高圧代替注水系を手動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉水位回復後は、運転員による高圧代替注水系の蒸気入口弁の手動開閉操作によって炉心を冠水維持可能な範囲に制御する。なお、原子炉水位の制御に必要な弁の電源は常設代替直流電源設備から供給される。事象発生から 24 時間にわたって常設代替直流電源設備により直流電源の供給は可能である。</p> <p>高圧代替注水系による原子炉注水を確保するために必要な計装設備は、原子炉水位、高圧代替注水系系統流量等である。</p> <p>【引用ここまで】</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 直流電源喪失により各種制御電源を喪失し、中央制御室からの電源回復が困難となるため、早期の交流電源回復不可と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、代替原子炉補機冷却系、低圧代替注水系（常設）の準備を開始する。</p> <p>d. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱については、「7.1.3.1.1(3)e. 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱」と同じ。</p> <p>e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 逃がし安全弁による原子炉急速減圧については、「7.1.3.1.1(3)f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧」と同じ。</p> <p>f. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水 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、「7.1.3.1.1(3)g. 残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水」と同じ。</p>	<p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下するが、中央制御室からの遠隔操作によって高圧代替注水系を手動起動し、原子炉注水を開始することにより、原子炉水位が回復する。</p> <p>原子炉水位回復後は、運転員による高圧代替注水系蒸気供給弁の手動開閉操作によって炉心を冠水維持可能な範囲に制御する。なお、原子炉水位の制御に必要な弁の電源は常設代替直流電源設備から供給される。事象発生から 24 時間にわたって常設代替直流電源設備により直流電源の供給は可能である。</p> <p>高圧代替注水系による原子炉注水を確保するために必要な計装設備は、原子炉水位（SA 広帯域）、高圧代替注水系系統流量等である。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 直流電源喪失により各種制御電源を喪失し、中央制御室からの電源回復が困難となるため、早期の交流電源回復不可と判断する。これにより、常設代替交流電源設備の準備を開始する。</p> <p>d. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備については、「2.3.1.1(3) e. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備」と同じ。</p> <p>e. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 逃がし安全弁による原子炉急速減圧については、「2.3.1.1(3) f. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧」と同じ。</p> <p>f. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水については、「2.3.1.1(3) g. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水」と同じ。</p> <p>g. 代替格納容器スプレィ冷却系（可搬型）による格納容器冷却 代替格納容器スプレィ冷却系（可搬型）による格納容器冷却については、「2.3.1.1(3) h. 代替格納容器スプレィ冷却系（可搬型）による格納容器冷却」と同じ。</p> <p>h. 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水については、「2.3.1.1(3) i. 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水」と同じ。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (T B D, T B U)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>g. 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱については、「7.1.3.1.1(3)h. 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却モード）による原子炉格納容器除熱」と同じ。</p> <p>h. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水については、「7.1.3.1.1(3)i. 低圧代替注水系（常設）による原子炉注水」と同じ。</p> <p>7.1.3.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 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、外部電源喪失を起因事象とし、全ての直流電源を喪失することにより全ての非常用ディーゼル発電機及び全ての注水機能を喪失する「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+直流電源喪失」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）、ECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却、格納容器ベント、サブプレッション・プール冷却が重要現象となる。</p> <p>よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コード SAFER、シビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件は第7.1.3.2-2 表と同じ。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス</p>	<p>i. 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱については、「2.3.1.1(3) j. 残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱」と同じ。</p> <p>2.3.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (1) 有効性評価の方法 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、外部電源喪失を起因事象とし、直流電源を喪失すること及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の故障により全ての非常用ディーゼル発電機等及び全ての注水機能を喪失する「外部電源喪失+直流電源失敗+高圧炉心冷却失敗（T B D）」である。加えて、評価上、非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失（本体故障）を想定する。</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、気液熱非平衡、沸騰遷移、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及び三次元効果、原子炉圧力容器における沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流、冷却材放出（臨界流・差圧流）及びECCS 注水（給水系・代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達、スプレイ冷却及びサブプレッション・プール冷却が重要現象となる。</p> <p>よって、これらの現象を適切に評価することが可能である長期間熱水力過渡変化解析コードS A F E R及びシビアアクシデント総合解析コードM A A Pにより原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器雰囲気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、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第2.3.2-2 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 全ての直流電源が機能喪失するものとする。これにより、全ての非常用ディーゼル発電機及び直流電源を制御電源としている原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件 重大事故等対策に関連する機器条件は、「7.1.3.2.2(2)b. 重大事故等対策に関連する機器条件」と同じ。 【以下、柏崎刈羽6, 7号炉 TBUより該当箇所を引用】</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、タービン蒸気加減弁急速閉信号によるものとする。</p> <p>(b) 高圧代替注水系 運転員による高圧代替注水系の蒸気入口弁の遠隔での手動開閉操作によって注水する。本評価では設計値である 182m³/h (8.12MPa [dif]において) ~114m³/h (1.03MPa [dif]において) に対し、保守的に20%減の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁の逃がし弁機能にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の</p>	<p>析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象 起因事象として、送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 125V系蓄電池A系及び125V系蓄電池B系並びに高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機が機能喪失するものとする。これらにより、非常用ディーゼル発電機等及び直流電源を制御電源としている原子炉隔離時冷却系が機能喪失するものとする。また、非常用ディーゼル発電機等及び原子炉隔離時冷却系の本体故障を想定する。</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。起因事象として、外部電源を喪失するものとしている。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低 (レベル3) 信号によるものとする。 原子炉水位低下を厳しくする観点で、外部電源喪失に伴うタービン蒸気加減弁急速閉信号及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に期待しないものとする。</p> <p>(b) 高圧代替注水系 運転員による高圧代替注水系蒸気供給弁の遠隔での手動開閉操作によって注水する。本評価では設計値である 136.7m³/h (7.86MPa [gage] ~1.04MPa [gage] において) の流量で注水するものとする。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 逃がし安全弁 (安全弁機能) にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には自動減圧機能付き逃がし安全弁 (2個) を使用するものとし、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約5%を処理するものとする。</p> <p>(d) 残留熱除去系 (低圧注水モード) 残留熱除去系 (低圧注水モード) は事象発生から24時間後に手動起動し、954m³/h (0.27MPa[dif]において) の流量で注水するものとする。</p> <p>(e) 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) 逃がし安全弁による原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に手動起動し、954m³/h にて原子炉格納容器内にスプレイするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 8MW (サブプレッション・チェンバ・プール水温 52℃、海水温度 30℃において) とする。</p> <p>(f) 低圧代替注水系 (常設) 残留熱除去系の低圧注水モードから格納容器スプレイ冷却モード (ドライウエル側のみ) への切替え後に、約 90m³/h にて崩壊熱相当量で原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持する。</p>	<p>圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には逃がし安全弁 (自動減圧機能) (7 個) を使用するものとし、容量として、1 個あたり定格主蒸気流量の約 6%を処理するものとする。</p> <p>(d) 低圧代替注水系 (可搬型) 逃がし安全弁による原子炉減圧後に、最大 110m³/h にて原子炉注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。また、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、50m³/h にて原子炉へ注水する。</p> <p>(e) 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) 格納容器圧力及び雰囲気温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、130m³/h にて格納容器内にスプレイする。</p> <p>(f) 残留熱除去系 (低圧注水系) 残留熱除去系 (低圧注水系) は、1,605m³/h (0.14MPa [dif] において) (最大 1,676m³/h) の流量で注水するものとする。</p> <p>(g) 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) 原子炉水位を原子炉水位高 (レベル8) まで上昇させた後に、残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) を使用する場合は、1,692m³/h にて格納容器内にスプレイするものとする。また、伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 43MW (サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 32℃において) とする。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>(g) 格納容器圧力逃がし装置等 格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力 0.62MPa[gage]における最大排出流量 31.6kg/s に対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作（流路面積 70%開^{※1}）にて原子炉格納容器除熱を実施する。 ※1 操作手順においては、原子炉格納容器除熱は原子炉格納容器二次隔離弁を流路面積 70%相当で中間開操作するが、格納容器圧力の低下傾向を確認できない場合は、増開操作を実施する。なお、耐圧強化ベント系を用いた場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合と比較して、排出流量は大きくなり、格納容器圧力の低下傾向は大きくなることから、格納容器圧力逃がし装置を用いた場合の条件に包絡される。</p> <p>(h) 代替原子炉補機冷却系 伝熱容量は約 23MW（サプレッション・チェンバ・プール水温 100℃、海水温度 30℃において）とする。 【引用ここまで】</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 重大事故等対策に関連する操作条件は、「7.1.3.2.2(2)c. 重大事故等対策に関連する操作条件」と同じ。 【以下、柏崎刈羽 6, 7 号炉 TBUより該当箇所を引用】 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) 高圧代替注水系による原子炉注水操作は、事象判断の時間を考慮して事象発生から 10 分後に開始するものとし、操作時間は、原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して 15 分間とする。</p> <p>(b) 交流電源は 24 時間使用できないものとし、事象発生から 24 時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</p> <p>(c) 格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、格納容器圧力が 0.31MPa[gage]に到達した場合に実施する。</p> <p>(d) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、事象発生から 24 時間後に開始する。</p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 高圧代替注水系による原子炉注水操作は、事象判断の時間及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して事象発生から 25 分後に開始する。</p> <p>(b) 交流電源は 24 時間使用できないものとし、事象発生から 24 時間後に常設代替交流電源設備によって供給を開始する。</p> <p>(c) 逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、余裕時間を確認する観点で事象発生から 8 時間後に低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了するものとし、原子炉急速減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生から 8 時間 1 分後に実施する。</p> <p>(d) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、格納容器圧力が 0.279MPa [gage] に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を開始する前に停止する。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>(e) 代替原子炉補機冷却系運転操作は、事象発生から24時間後に開始する。</p> <p>(f) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系(低圧注水モード)の起動操作は、事象発生から24時間後に開始する。</p> <p>(g) 低圧代替注水系(常設)起動操作は、事象発生から24時間後に開始する。なお、サブプレッション・チェンバ・プール水位が真空破壊装置-1mに到達した場合、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を停止する。</p> <p>(h) 代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却モード)の起動操作は、事象発生から約25時間後に開始する。 【引用ここまで】</p> <p>(3) 有効性評価(敷地境界での実効線量評価)の条件 有効性評価(敷地境界での実効線量評価)の条件は、「7.1.3.1.2(3)有効性評価(敷地境界での実効線量評価)の条件」と同じ。</p> <p>(4) 有効性評価の結果 有効性評価の結果は、「7.1.3.2.2(4)有効性評価の結果」と同じ。 【以下、柏崎刈羽6, 7号炉 TBUより該当箇所を引用】 本重要事故シーケンスにおける原子炉圧力、原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外)^{※2}、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量、原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第7.1.3.2-7図から第7.1.3.2-12図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第7.1.3.2-13図から第7.1.3.2-15図に、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッション・チェンバ・プール水位及び水温の推移を第7.1.3.2-16図から第7.1.3.2-19図に示す。 ※2 シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位計(広帯域)の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位計(広帯域・狭帯域)の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が有効燃料棒頂部付近となった場合には、原子炉水位計(燃料域)にて監視する。6号炉の原子炉水位計(燃料域)はシュラウド内を、7号炉の原子炉水位計(燃料域)はシュラウド外を計測している。</p>	<p>(e) 残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作及び残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)による格納容器除熱操作は、常設代替交流電源設備による交流電源の供給開始後に、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から24時間10分後に実施する。</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圧力、原子炉水位(シュラウド内及びシュラウド内外)[※]、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第2.3.2-4図から第2.3.2-9図に、燃料被覆管温度、高出力燃料集合体のボイド率及び炉心下部プレナム部のボイド率の推移を第2.3.2-10図から第2.3.2-12図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第2.3.2-13図から第2.3.2-16図に示す。 ※ シュラウド内は、炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため、シュラウド外の水位より、見かけ上高めの水位となる。一方、非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位(広帯域)の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位(狭帯域)の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド内外の水位を併せて示す。なお、水位が燃料有効長頂部付近となった場合には、原子炉水位(燃料域)にて監視する。原子炉水位(燃料域)はシュラウド内を計測している。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>a. 事象進展</p> <p>全交流動力電源喪失後、タービン蒸気加減弁急速閉信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位低（レベル2）で原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗した後、高圧代替注水系を手動起動することにより原子炉水位は維持される。再循環ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに10台全てがトリップする。</p> <p>事象発生から24時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁2個を手動開することで、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水を開始する。原子炉の急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、残留熱除去系（低圧注水モード）による原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行う。原子炉格納容器除熱は、事象発生から約16時間経過した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時のサブプレッション・チェンバ・プール水位は、真空破壊装置（約14m）及びベントライン（約17m）に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。常設代替交流電源設備による電源供給を開始した後は、ベントラインを閉じて、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を行うものとする。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第7.1.3.2-13図に示すとおり、初期値をわずかに上回る約311℃となるが、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第7.1.3.2-7図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約7.52MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約7.82MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱によ</p>	<p>a. 事象進展</p> <p>全交流動力電源喪失後、原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし、また、原子炉水位異常低下（レベル2）で原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗した後、高圧代替注水系を手動起動することにより原子炉水位は維持される。再循環系ポンプについては、外部電源喪失により、事象発生とともに2台全てがトリップする。</p> <p>事象発生から約8時間後に低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了し、その後、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）7個を手動開することで、原子炉の急速減圧を実施し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を開始する。原子炉の急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下するが、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.3.2.1, 2.3.2.2)</p> <p>事象発生から24時間経過した時点で、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始し、その後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し、原子炉注水を開始することで、その後も原子炉水位は適切に維持される。</p> <p>崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を行い、常設代替交流電源設備による交流電源の供給を開始した後は残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を行う。格納容器除熱は、事象発生から約24時間経過した時点で実施する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、第2.3.2-10図に示すとおり、初期値（約309℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの1%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第2.3.2-4図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約8.16MPa[gage]以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約0.3MPa）を考慮しても、約8.46MPa[gage]以下であり、最高使用圧力の1.2倍（10.34MPa[gage]）を十分下回る。</p> <p>また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱によ</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>り発生する蒸気が原子炉格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇するが、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa [gage] 及び約 146°C に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>第 7.1.3.2-8 図に示すとおり、高圧代替注水系による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 16 時間後に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始し、さらに代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系による原子炉格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置等による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、事象発生から格納容器圧力逃がし装置等の使用までの時間が本事象と同等である「7.1.3.1 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)」の実効線量の評価結果と同等となり、5mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。</p> <p>【引用ここまで】</p> <p>7.1.3.3.3 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の余裕を評価するものとする。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + 直流電源喪失」は、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が機能喪失することが特徴であるが、対応操作が同様であることから、不確かさの影響評価の観点では「7.1.3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価」と同じ。</p> <p>【①以下、柏崎刈羽6, 7号炉 TBUより該当箇所を引用】</p> <p>全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + RCIC 失敗では、全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から 12 時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、高圧代替注水系による原子炉注水操作、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作及び代替原子炉補機冷却系運転操作とする。</p>	<p>り発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレー冷却系 (可搬型) による格納容器冷却及び残留熱除去系 (格納容器スプレー冷却系) による格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.28MPa [gage] 及び約 141°C に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>第 2.3.2-5 図に示すとおり、低圧代替注水系 (可搬型) による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 24 時間後に残留熱除去系 (格納容器スプレー冷却系) による格納容器除熱を実施することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 2.3.2.3)</p> <p>本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目について、対策の有効性を確認した。</p> <p>2.3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間の余裕を評価するものとする。</p> <p>全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) では、全交流動力電源喪失と同時に原子炉隔離時冷却系が機能喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、高圧代替注水系による原子炉注水操作、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作 (低圧代替注水系 (可搬型) の準備操作含む。) 及び代替格納容器スプレー冷却系 (可搬型) による格納容器冷却操作とする。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<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 本重要事故シーケンスにおける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については、「7.1.3.1.3(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。</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 初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は, 第7.1.3.2-2表に示すとおりであり, それらの条件設定を設計値等, 最確条件とした場合の影響を評価する。また, 解析条件の設定に当たっては, 評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから, その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の最大線出力密度は, 解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが, 操作手順 (原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること) に変わりはなく, 燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は, 解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したのとしており, その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため, 発生する蒸気量は少なくなり, 原子炉水位の低下は緩和され, それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから, 格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが, 操作手順 (格納容器圧力に応じて格納容器ベントを実施すること) に変わりはないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力, 原子炉水位, 炉心流量, 格納容器容積 (ウェットウェル) の空間部及び液相部, サプレッション・チェンバ・プール水位, 格納容器圧力及び格納容器温度は, ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが, 事象進展に与える影響は小さいことから, 運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の高圧代替注水系は, 解析条件の不確かさとして, 実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性), 原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが, 注水後</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 本重要事故シーケンスにおける解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価については、「2.3.1.3 (1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」と同じ。</p> <p>(添付資料 2.3.2.4)</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 初期条件, 事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は, 第2.3.2-2表に示すとおりであり, それらの条件設定を設計値等, 最確条件とした場合の影響を評価する。また, 解析条件の設定に当たっては, 評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから, その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響 初期条件の最大線出力密度は, 解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 33kW/m~約 41kW/m であり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが, 操作手順 (原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること) に変わりはなく, 燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は, 解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したのとしており, その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd/t であり, 解析条件の不確かさとして, 最確条件とした場合は, 解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため, 発生する蒸気量は少なくなり, 原子炉水位の低下は緩和され, それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから, 格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が遅くなるが, 操作手順 (格納容器圧力に応じて格納容器スプレイを実施すること) に変わりはないことから, 運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力, 原子炉水位, 炉心流量, 格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ) の空間部及び液相部, サプレッション・プール水位, 格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は, ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが, 事象進展に与える影響は小さいことから, 運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の高圧代替注水系は, 解析条件の不確かさとして, 実際の注水量が解析より多い場合 (注水特性 (設計値) の保守性), 原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが, 注水後</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 42kW/m 以下であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位は有効燃料棒頂部を下回ることなく、炉心は冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値をわずかに上回る約 311℃となることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したのとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 30GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部、サブプレッション・チェンバ・プール水位、格納容器圧力及び格納容器温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の高圧代替注水系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>機器条件の残留熱除去系（低圧注水モード）及び低圧代替注水系（常設）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p>	<p>の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧代替注水系（可搬型）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御するが、注水後の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.3.2.4)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 33kW/m～約 41kW/m であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は初期値の約 309℃以下となることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したのとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなり、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は格納容器スプレイにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器体積（サブプレッション・チェンバ）の空間部及び液相部、サブプレッション・プール水位、格納容器圧力並びに格納容器雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の高圧代替注水系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>機器条件の残留熱除去系（低圧注水系）及び低圧代替注水系（可搬型）は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合（注水特性（設計値）の保守性）、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から25分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間として設定していることから、操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉注水の開始時間も早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準(格納容器圧力0.31MPa [gage]) に到達するのは、事象発生の約16時間後であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ操作が可能である。また、格納容器ベント操作も同様に格納容器圧力及び温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、原子炉格納容器の限界圧力は0.62MPa [gage] であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く)の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転員とは別に現場操作を行</p>	<p>(添付資料 2.3.2.4)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から25分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間として設定していることから、操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉注水の開始時間も早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から8時間1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、認知時間、低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水準備の操作時間及び逃がし安全弁の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間より早まる可能性があるが、原子炉急速減圧操作を実施するまでの間は高圧代替注水系による原子炉注水が維持されることから、原子炉水位維持の観点で問題とはならない。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力0.279MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、格納容器スプレイの操作実施基準(格納容器圧力0.279MPa [gage]) に到達するのは、事象発生の約13時間後であり、代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)の準備操作は格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ操作が可能である。また、格納容器スプレイ操作も同様に格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇の傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能である。よって、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。操作開始時間が遅れた場合においても、格納容器の限界圧力は0.62MPa [gage] であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く)の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室の運転</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>う運転員（現場）を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から24時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替原子炉補機冷却系の準備は、緊急時対策要員の参集に10時間、その後の作業に10時間の合計20時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了する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</p> <p>操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があるが、操作開始時間が早くなった場合においても原子炉水位が有効燃料棒頂部を下回らないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定から早まり、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から24時間後に制限する場合、代替原子炉補機冷却系運転操作開始時間のみが早まったとしても、常設代替交流電源設備から受電する設備を運転できないため、評価項目となるパラメータに影響しない。</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p>	<p>員とは別に現場操作を行う要員を配置しており、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 2.3.2.4)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があるが、操作開始時間が早くなった場合においても原子炉水位が燃料有効長頂部を下回らないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があるが、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行するまでの期間は高圧代替注水系により原子炉注水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ない。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 2.3.2.4)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<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>操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作については、事象発生から 50 分後（操作開始時間の 25 分程度の時間遅れ）までに高圧代替注水系による注水が開始できれば、燃料被覆管の最高温度は約 859℃となり 1,200℃を下回ることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 16 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は 0.31MPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力 0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」においても事象発生約 38 時間後であり、約 20 時間以上の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替原子炉補機冷却系運転操作については、事象想定として常設代替交流電源設備からの受電を事象発生から 24 時間後としており、代替原子炉補機冷却系運転開始までの時間は、事象発生から 24 時間あり、準備時間が確保できることから、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</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>操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作については、事象発生から 39 分後（操作開始時間の 14 分程度の時間遅れ）までに高圧代替注水系による注水が開始できれば、炉心の冠水はおおむね維持することができ、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、低圧代替注水系（可搬型）の準備完了後に実施するものであり、評価上は余裕時間を確認する観点で事象発生 8 時間後に準備が完了するものとしているが、低圧代替注水系（可搬型）の準備に要する時間は事象初期の状況判断から 170 分程度であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 13 時間あり、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 2.3.2.4, 2.3.2.5)</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</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>【①引用ここまで】</p> <p>7.1.3.3.4 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「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+ 直流電源喪失」において、6号及び7号炉同時の重大事故等対策時における事象発生10時間までに必要な要員は、「7.1.3.3.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり28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」で説明している運転員、緊急時対策要員等の72名で対処可能である。</p> <p>また、事象発生10時間以降に必要な参集要員は46名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>必要な資源の評価結果は、「7.1.3.2.4(2) 必要な資源の評価」と同じ。</p> <p>【③以下、柏崎刈羽6, 7号炉 TBUより該当箇所を引用】</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+ RCIC 失敗」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>高圧代替注水系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水に必要な水量は、「7.1.3.1.4(2)a. 水源」の必要水量とほぼ同じであり、必要な水源は確保可能である。</p> <p>b. 燃料</p> <p>「7.1.3.1.4(2)b. 燃料」と同じであり、常設代替交流電源設備による電源供給、可搬型代替注水ポンプ（A-2級）による復水貯蔵槽への給水、代替原子炉補機冷却系の運転、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源供給及びモニタリング・ポスト用発電機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>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故対策等に必要な負荷</p>	<p>認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.3.2.4 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>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD, TBU）」において、重大事故等対策時における事象発生2時間までに必要な要員は、「2.3.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり24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」で説明している災害対策要員（初動）の39名で対処可能である。</p> <p>また、事象発生2時間以降に必要な参集要員は6名であり、発電所構外から2時間以内に参集可能な要員の72名で確保可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（TBD, TBU）」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>a. 水 源</p> <p>高圧代替注水系及び低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水並びに代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却スプレイに必要な水量は、「2.3.1.4(2)a. 水源」の必要水量とほぼ同じであり、必要な水源は確保可能である。</p> <p>(添付資料 2.3.2.6)</p> <p>b. 燃 料</p> <p>「2.3.1.4(2)b. 燃料」と同じであり、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置5台）による電源供給、可搬型代替注水中型ポンプ（2台）による原子炉注水及び格納容器スプレイ及び緊急時対策所用発電機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>(添付資料 2.3.2.7)</p> <p>c. 電 源</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷</p>	

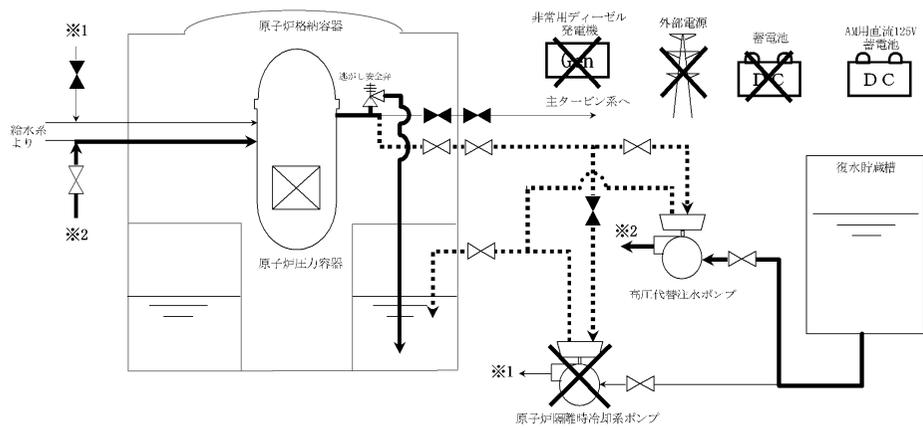
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>として、6号炉で約1,284kW、7号炉で約1,294kW必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が1台あたり2,950kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト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>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。</p> <p>【③引用ここまで】</p> <p>7.1.3.3.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失」では、全交流動力電源喪失と同時に直流電源が喪失し、これにより原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として高圧代替注水系による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水手段、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却モード)による原子炉格納容器除熱手段及び格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失」の重要事故シーケンス「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)+直流電源喪失」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、高圧代替注水系による原子炉注水、残留熱除去系(低圧注水モード)及び低圧代替注水系(常設)による原子炉注水、逃がし安全弁による原子炉減圧、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却モード)による原子炉格納容器除熱、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>なお、格納容器圧力逃がし装置等の使用による敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認</p>	<p>として、約4,510kW必要となるが、常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置5台)は連続定格容量が約5,520kWであり、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</p> <p>また、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>蓄電池の容量については、交流電源が復旧しない場合を想定しても、事象発生後24時間の直流電源供給が可能である。</p> <p>(添付資料2.3.2.8)</p> <p>2.3.2.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(TBD, TBU)」では、全交流動力電源喪失と同時に直流電源喪失又は原子炉隔離時冷却系の故障が発生し、これにより原子炉隔離時冷却系が機能喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(TBD, TBU)」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として高圧代替注水系、低圧代替注水系(可搬型)及び逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水手段、代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却手段並びに残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)及び残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失(TBD, TBU)」の重要事故シーケンス「外部電源喪失+直流電源失敗+高圧炉心冷却失敗(TBD)」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、高圧代替注水系による原子炉注水、低圧代替注水系(可搬型)及び残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水、逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉減圧、代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却並びに残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系)及び残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。</p> <p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認</p>	

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

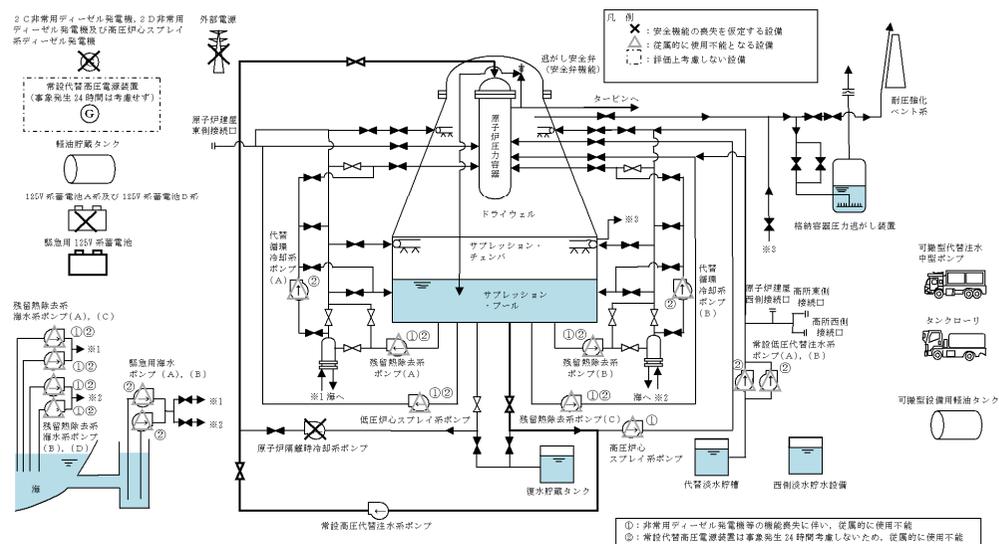
柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備 考
<p>した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び緊急時対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、高圧代替注水系等による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+直流電源喪失」に対して有効である。</p>	<p>した結果、操作が遅れた場合で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、災害対策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、高圧代替注水系等による原子炉注水、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）等による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シ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「全交流動力電源喪失（TBD, TBU）」に対して有効である。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉



第 7.1.3.3-1 図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）+ 直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図(1/4) (原子炉注水)

東海第二発電所

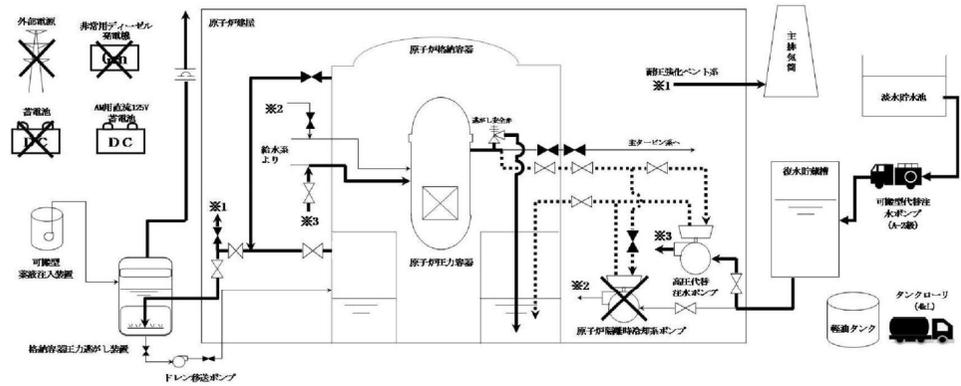


第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (高圧代替注水系による原子炉注水段階)

備考

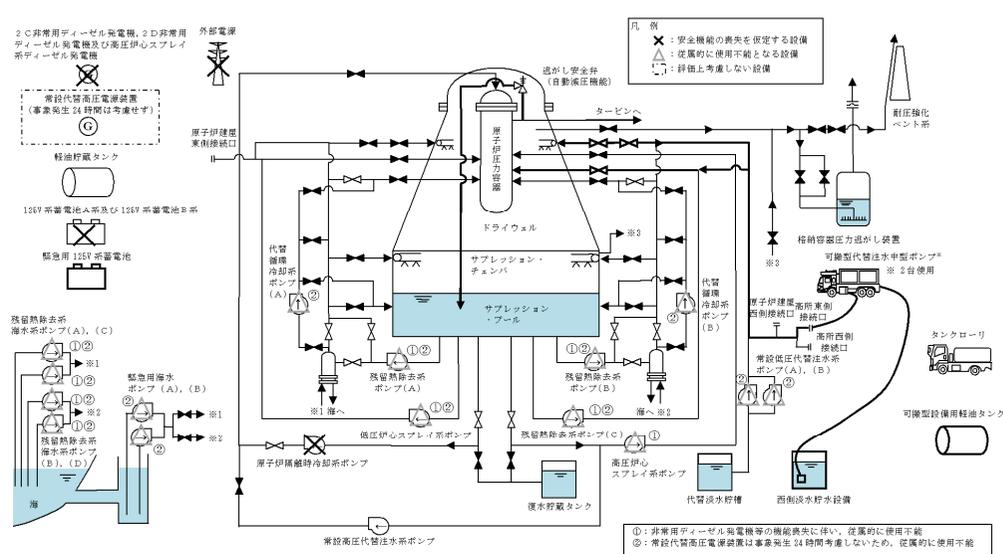
・設備の差異 (以下, 同じ差異は記載を省略)。

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉



第 7.1.3.3-2 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + 直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

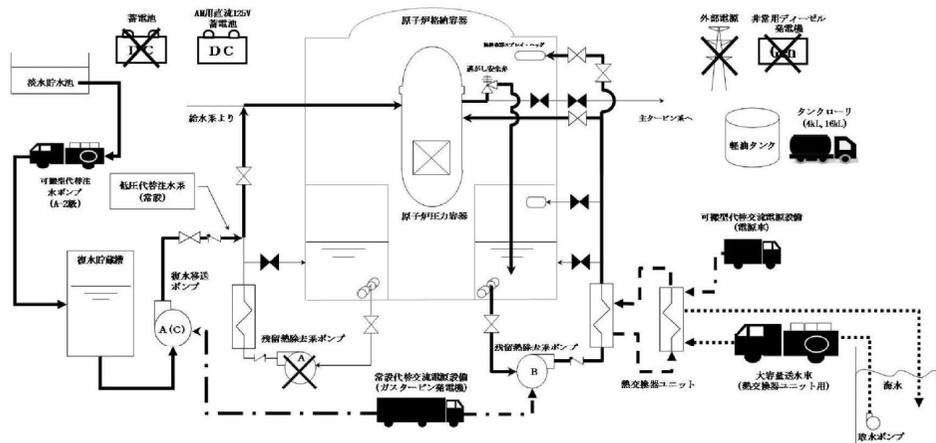
東海第二発電所



第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
(低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水及び
代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却段階)

備考

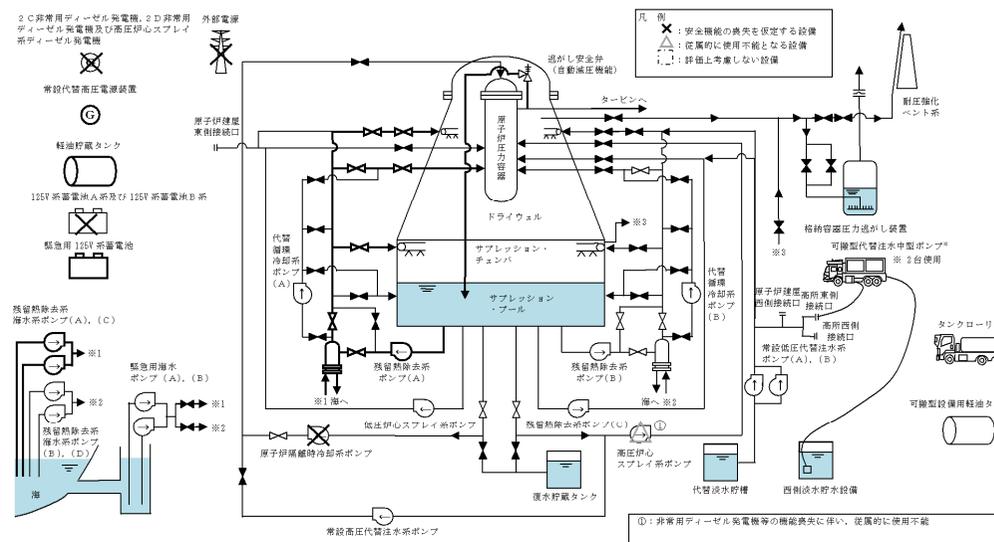
柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉



※残留熱除去系は、原子炉水位がレベル8に到達した時点で、低圧注水モードから格納容器スプレー冷却モードに運転を切り替える。

第 7.1.3.3-3 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + 直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図(3/4)
(原子炉急速減圧, 原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

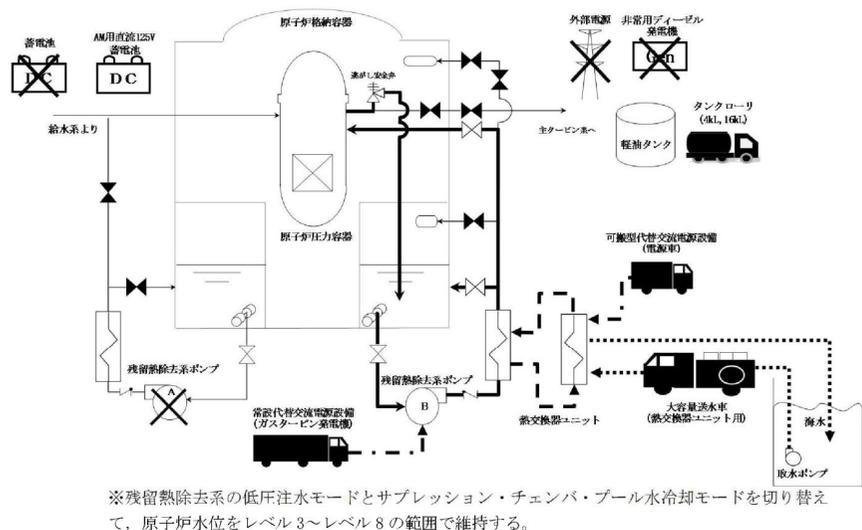
東海第二発電所



第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
(残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)

備考

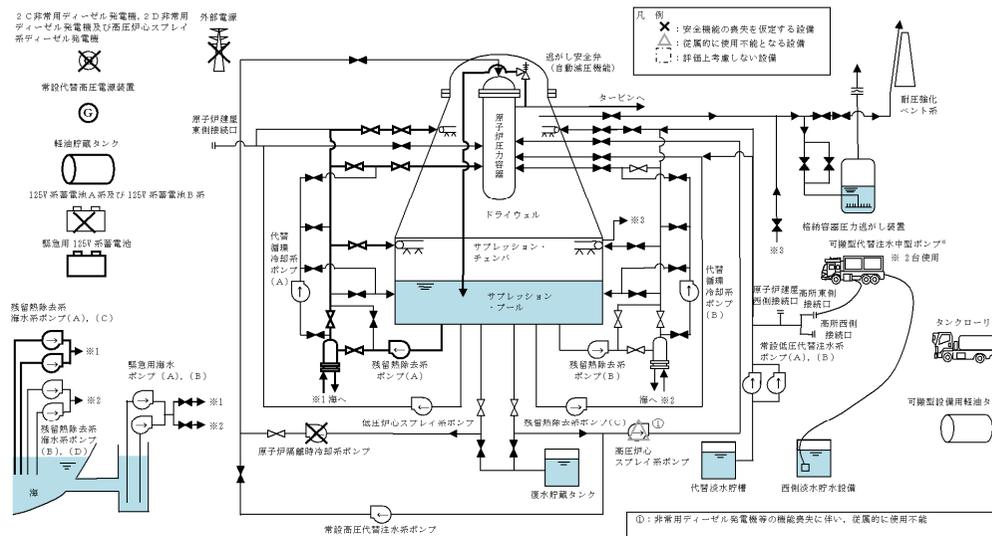
柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉



第 7.1.3.3-4 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + 直流電源喪失」の重大事故等対策の概略系統図(4/4)
(原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

東海第二発電所

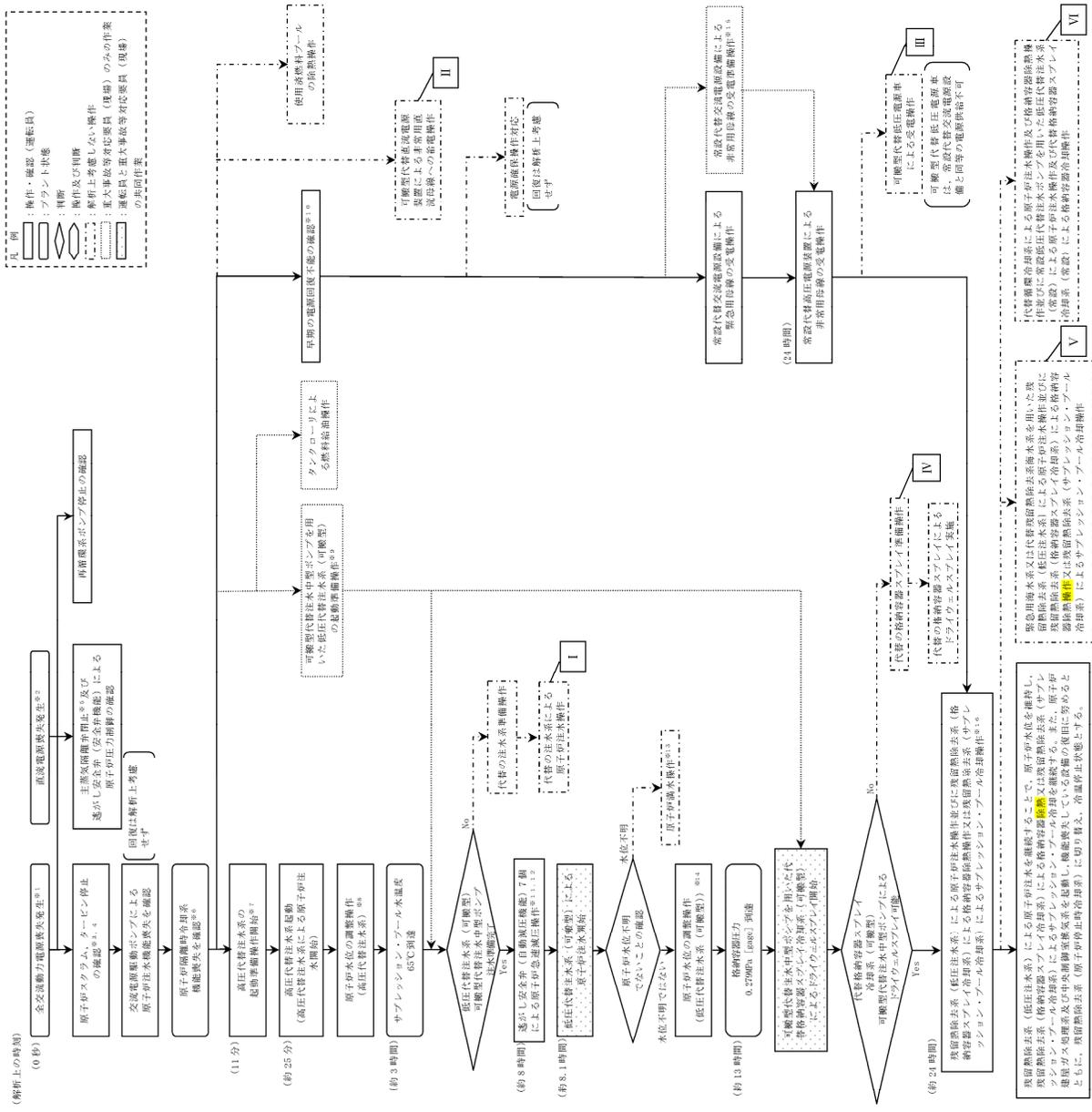
前ページと同じ



第 2.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
(残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)

備考

東海第二発電所



- 注1 外部電源が喪失し、かつ全ての非常用ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより、全ての炉内高圧系統(6.9kV)が使用不能となる
- 注2 全交流動力電源喪失及び蓄電池の絶縁故障により発電機出力低下を招き、高圧系統電圧が低下し、炉内高圧系統(6.9kV)が使用不能となる
- 注3 風車発電機が停止し、風車出力制限装置等による原子炉システムに失敗している場合は、炉内高圧系統(6.9kV)が使用不能となる
- 注4 風車発電機が停止し、風車出力制限装置等による原子炉システムに失敗している場合は、炉内高圧系統(6.9kV)が使用不能となる
- 注5 風車発電機が停止し、風車出力制限装置等による原子炉システムに失敗している場合は、炉内高圧系統(6.9kV)が使用不能となる
- 注6 風車発電機が停止し、風車出力制限装置等による原子炉システムに失敗している場合は、炉内高圧系統(6.9kV)が使用不能となる
- 注7 風車発電機が停止し、風車出力制限装置等による原子炉システムに失敗している場合は、炉内高圧系統(6.9kV)が使用不能となる
- 注8 風車発電機が停止し、風車出力制限装置等による原子炉システムに失敗している場合は、炉内高圧系統(6.9kV)が使用不能となる
- 注9 風車発電機が停止し、風車出力制限装置等による原子炉システムに失敗している場合は、炉内高圧系統(6.9kV)が使用不能となる
- 注10 風車発電機が停止し、風車出力制限装置等による原子炉システムに失敗している場合は、炉内高圧系統(6.9kV)が使用不能となる
- 注11 風車発電機が停止し、風車出力制限装置等による原子炉システムに失敗している場合は、炉内高圧系統(6.9kV)が使用不能となる
- 注12 風車発電機が停止し、風車出力制限装置等による原子炉システムに失敗している場合は、炉内高圧系統(6.9kV)が使用不能となる
- 注13 風車発電機が停止し、風車出力制限装置等による原子炉システムに失敗している場合は、炉内高圧系統(6.9kV)が使用不能となる
- 注14 風車発電機が停止し、風車出力制限装置等による原子炉システムに失敗している場合は、炉内高圧系統(6.9kV)が使用不能となる
- 注15 風車発電機が停止し、風車出力制限装置等による原子炉システムに失敗している場合は、炉内高圧系統(6.9kV)が使用不能となる
- 注16 風車発電機が停止し、風車出力制限装置等による原子炉システムに失敗している場合は、炉内高圧系統(6.9kV)が使用不能となる

第 2.3.2-2 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の対応手順の概要

備考

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉

全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG喪失) +直流電源喪失																										
操作項目	要員数・必要人数						操作の内容	経過時間 (分)																備考		
	要員数		必要人数		中央監視室			経過時間 (時刻)																		
	主任者	班長	班員	班員	班員	班員		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160			
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	・全交流動力電源喪失検知 ・原子炉システム、タービントリップ検知 ・主要監視機能全機能、送給安全弁による原子炉圧力制御機能 ・交感電圧変動による原子炉圧力制御喪失検知 ・直流電源喪失検知 ・原子炉冷却炉内圧力制御喪失検知	10																		原子炉システム ▽ 原子炉圧力制御 (10~140) ▽ 圧力調整機能 ▽
送電機保護機能試験、戻り操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・送電機保護機能試験 ・送電機保護機能戻り																			
送電機保護機能戻り操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・送電機保護機能戻り ・送電機保護機能戻り																			
高圧代替注水系統起動操作	(1)A A	(1)A a	-	-	-	-	・高圧代替注水系統起動 ・高圧代替注水系統起動	10																		
高圧代替注水による原子炉注水	(1)A A	(1)A a	-	-	-	-	・高圧代替注水 起動/停止操作																			
代替原子炉冷却炉高 濃縮操作	-	-	2人 C, D	2人 c, d	-	-	・冷却ポンプ運転 ・代替原子炉冷却炉系 送給系統構成 ・冷却ポンプ運転 ・代替原子炉冷却炉系 送給系統構成																			
代替送電機保護機能試験操作 (解析上考慮せず)	(1)A A	(1)A a	-	-	-	-	・第一ブースターポンプ発電機 起動 ・第一ブースターポンプ発電機 停止																			
代替送電機保護機能戻り操作 (解析上考慮せず)	(1)A A	(1)A a	-	-	-	-	・第一ブースターポンプ発電機 起動 ・第一ブースターポンプ発電機 停止																			
代替送電機保護機能からの 非常高圧送電 受電機操作 (解析上考慮せず)	(1)A B	(1)A b	-	-	-	-	・非常高圧送電 受電機試験 (中央制御室) ・送電機試験 ・非常高圧送電 受電機試験																		備考1: 非常高圧送電機からの送電機試験 機内実施 (1)	
代替送電機保護機能からの 非常高圧送電 受電機操作 (解析上考慮せず)	(1)A B	(1)A b	-	-	-	-	・非常高圧送電 受電機試験 ・送電機試験 ・非常高圧送電 受電機試験																			
送給制御電源確保	-	-	(2)A C, D	(2)A c, d	-	-	・送給制御電源確保 ・送給制御電源確保 ・送給制御電源確保																			
可能型代替注水ポンプ (A-2線) による送給水 供給から高圧送電機への接続	-	-	-	-	-	-	・送給制御電源確保 ・可能型代替注水ポンプ (A-2線) による送給水供給への接続 ・可能型代替注水ポンプ (A-2線) 試験、ホース接続 (送給水供給から可能型代替注水ポンプ (A-2線)、可能型代替注水ポンプ (A-2線) から接続口)、ホース接続、ホース水漏れ																			
送給制御電源確保	-	-	-	-	-	-	・送給制御電源確保 ・送給制御電源確保 ・送給制御電源確保																			
送給制御電源確保	-	-	-	-	-	-	・送給制御電源確保 ・送給制御電源確保 ・送給制御電源確保																			
送給制御電源確保	-	-	-	-	-	-	・送給制御電源確保 ・送給制御電源確保 ・送給制御電源確保																			
送給制御電源確保	-	-	-	-	-	-	・送給制御電源確保 ・送給制御電源確保 ・送給制御電源確保																			
送給制御電源確保	-	-	-	-	-	-	・送給制御電源確保 ・送給制御電源確保 ・送給制御電源確保																			

第 7. 1. 3. 3-6 図 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +直流電源喪失」の作業と所要時間 (1/2)

備考

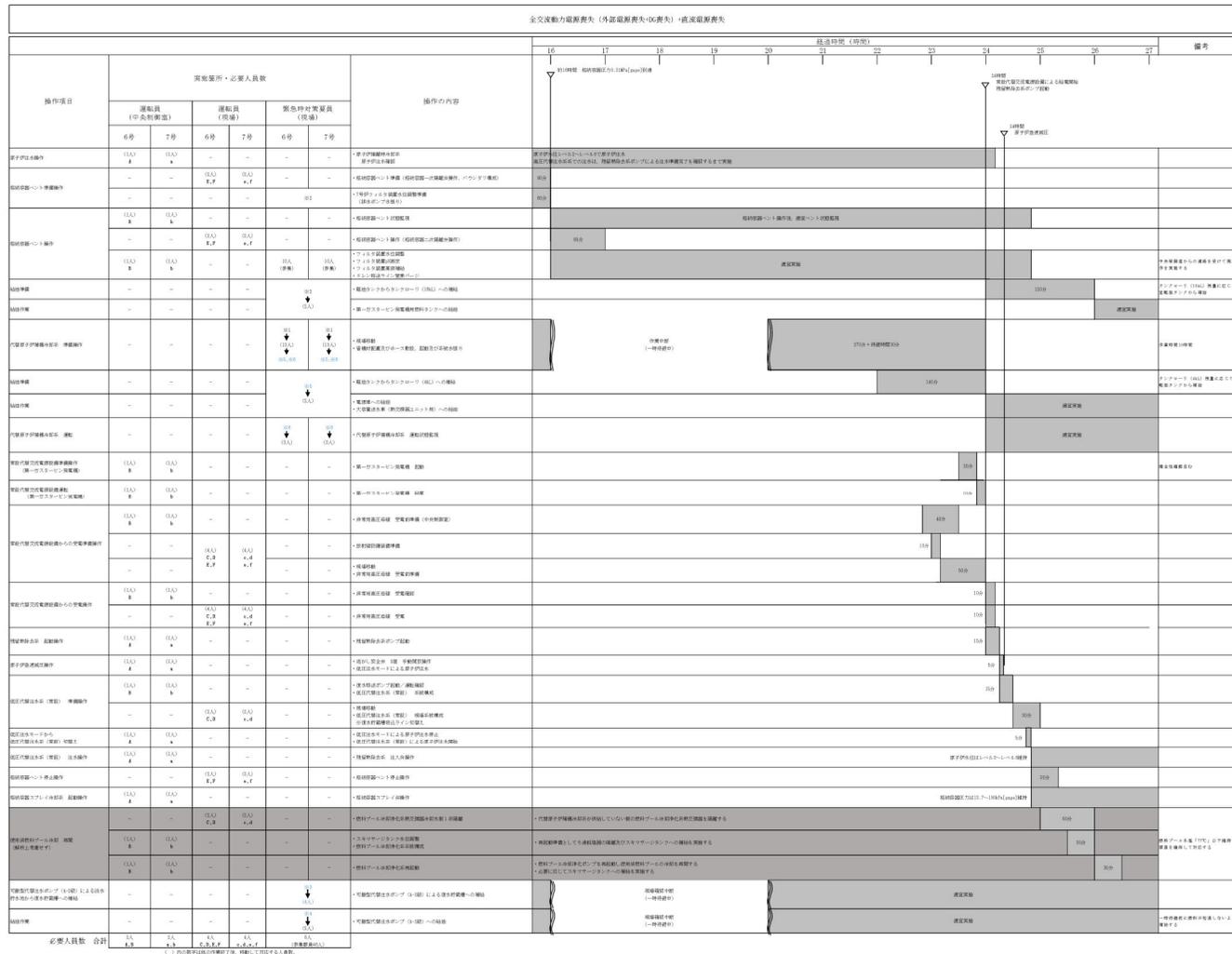
東海第二発電所

全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)					経過時間 (分)												備考	
操作項目	実施箇所・必要要員数				操作の内容	0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110 120												備考
	責任者	当直班電長	1人	中央監視 運転操作指揮		▼ 事象発生 ▼ 原子炉スクラム ▼ 約4分 原子炉水位異常低下 (レベル2) 到達 ▼ プラント状態判断 ▼ 25分 高圧代替注水系による原子炉注水開始												
	補佐	当直副班電長	1人	運転操作指揮補佐														
	指揮者等	災害対策要員 (指揮者等)	4人	初動での指揮 発電所内外連絡														
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)															
乾電池式内蔵型照 明の準備	2人 A, B	3人 C, D, E	-	-	●乾電池内蔵型照明 (ヘッドライト等) の準備	1分												
状況判断	2人 A, B	-	-	-	●全交流動力電源喪失確認 ●原子炉スクラムの確認 ●タービン停止の確認 ●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁 (安全弁機能) による原子炉圧力 制御の確認 ●再循環系ポンプ停止の確認 ●交流電源短絡ゴンプによる原子炉注水機能喪失確認 ●直流電源喪失の確認 ●原子炉隔離時冷却系機能喪失の確認	10分												
高圧代替注水系 起動操作	【1人】 A	-	-	-	●高圧代替注水系による原子炉注水に必要な負荷の電源切替操作 ●高圧代替注水系による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作					4分				8分				
電源確保操作対 応	-	-	2人 a, b	-	●電源回復操作	適宜実施												断続上考慮しない
原子炉水位の調 整操作 (高圧代替 注水系)	【1人】 A	-	-	-	●高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) から原子炉水位高 (レベル8) の間に維持												
可搬型代替注水中 型ポンプを用いた 高圧代替注水系 (可搬型) の起動 準備操作	-	-	3人 c~j	-	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分												
	-	3人 C, D, E	3人 k, l, n	-	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた高圧代替注水系 (可搬型) による 原子炉注水の系統構成操作	125分												

第 2.3.2-3 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の作業と所要時間 (1/2)

備
考

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉



第7.1.3.3-6図 「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG喪失）+直流電源喪失」の作業と所要時間(2/2)

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

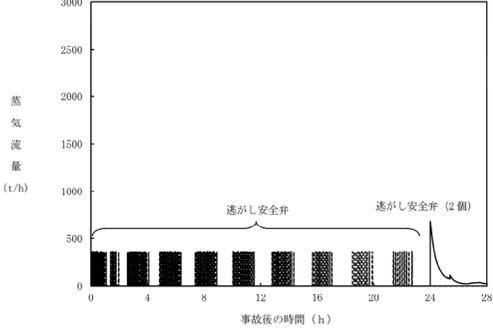
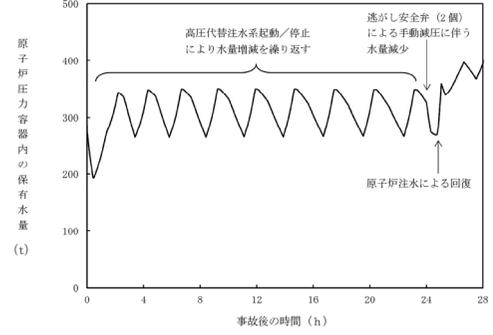
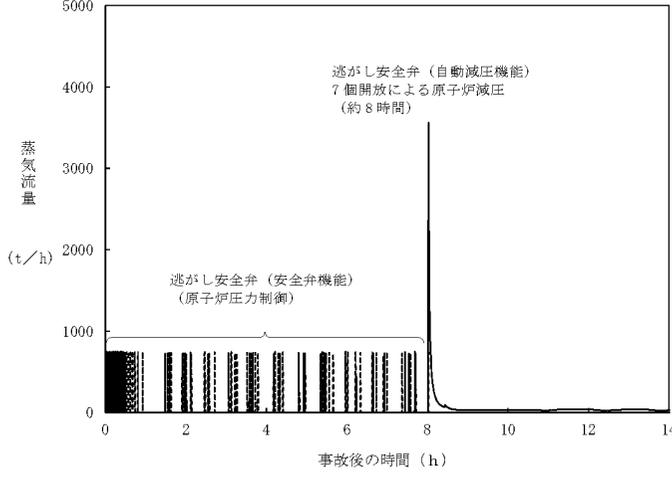
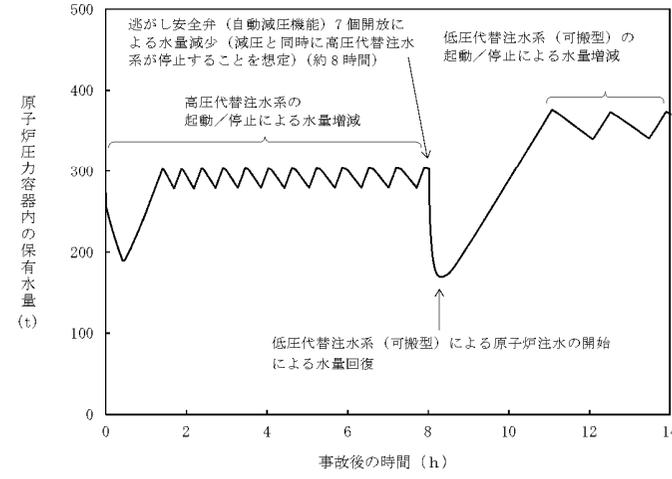
				東海第二発電所													
				全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)													
操作項目	実施箇所・必要員数			操作の内容	経過時間 (時間)												備考
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)		4	8	12	16	20	24	28	32	36	40			
原子炉水位の調整操作 (高圧代替注水系)	[1人] A	—	—	●高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間に維持												
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作	—	—	8人 c~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分												
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作	—	—	[2人] a, d	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作	起動後、適宜監視												
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の系統構成操作	—	3人 C, D, E	3人 k, l, m	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の系統構成操作	125分												
タンクローリーによる燃料給油操作	—	—	2人 (参集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリーへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	90分												タンクローリー残量に応じて適宜軽油タンクから給油
遮断し安全弁(自動減圧機能)による原子炉冷却減圧操作	[1人] B	—	—	●遮断し安全弁(自動減圧機能)による原子炉減圧に必要な負荷の遮断切替操作 ●遮断し安全弁(自動減圧機能)7個の手动開放操作	4分 1分												
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系(可搬型))	—	[2人] C, D	2人 (参集) ↓ 塔	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)による原子炉注水の調整操作	系統構成後、適宜流量調整												
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作(中央制御室)	[1人] B	—	—	●非常用母線の受電準備操作(中央制御室)	30分												
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作(現場)	—	[1人] E	[1人]	●非常用母線の受電準備操作(現場)	185分												
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系(可搬型)による格納容器冷却操作	—	[1人] E	2人 (参集)	●可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系(可搬型)による格納容器冷却の系統構成操作 ●可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系(可搬型)による格納容器冷却の調整操作	175分												
常設代替交流電源装置による緊急用母線の受電操作	[1人] B	—	—	●常設代替高圧電源装置2台の起動操作及び緊急用母線の受電操作	4分												解析上、事象発生24時間の交流電源回復は考慮しない
常設代替交流電源装置による非常用母線の受電操作	[1人] B	—	—	●常設代替高圧電源装置3台の追加起動操作 ●非常用母線の受電操作	8分 9分												解析上、事象発生24時間の交流電源回復は考慮しない
残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水操作並びに残留熱除去系(格納容器スプレィ冷却系)による格納容器除熱操作又は残留熱除去系(サブプレッジョン・プールの冷却系)によるサブプレッジョン・プール冷却操作	[1人] A	—	—	●残留熱除去系(低圧注水系)の起動操作 ●残留熱除去系(低圧注水系)の起動操作 ●残留熱除去系(低圧注水系)による原子炉注水並びに残留熱除去系(格納容器スプレィ冷却系)による格納容器除熱又は残留熱除去系(サブプレッジョン・プール冷却系)によるサブプレッジョン・プール冷却の交互運転開始	4分 2分												原子炉水位高(レベル8)にて格納容器スプレィ又はサブプレッジョン・プール冷却開始への切替操作を実施し、原子炉水位低(レベル3)にて原子炉注水への切替操作を実施
使用済燃料プールの除熱操作	—	[1人] C	出 ↓ [1人] (参集)	●可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施												解析上考慮しない マウリングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
緊急用海水系による海水注水の系統構成操作及び起動操作	[1人] A	—	—	●緊急用海水系による海水注水の系統構成操作及び起動操作	20分												解析上考慮しない 約25時間後までに実施する
代替燃料プール冷却系の起動操作	—	—	—	●代替燃料プール冷却系の起動操作	15分												
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	13人 a~n (参集要員6人)														

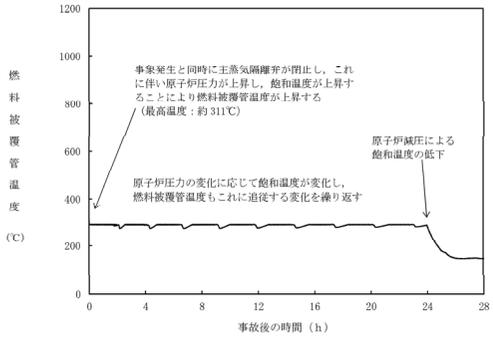
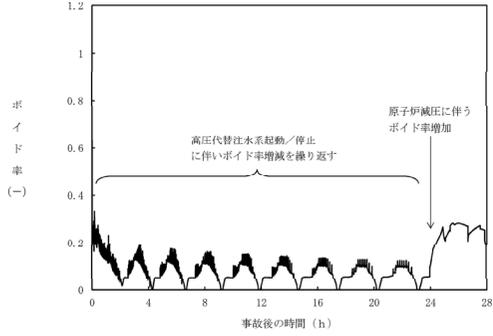
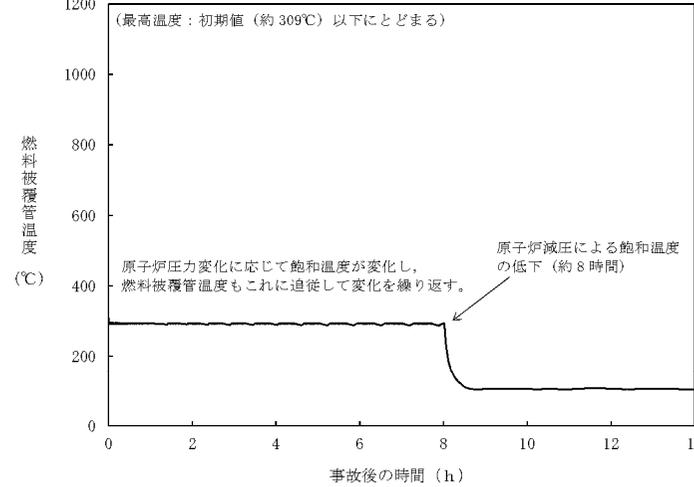
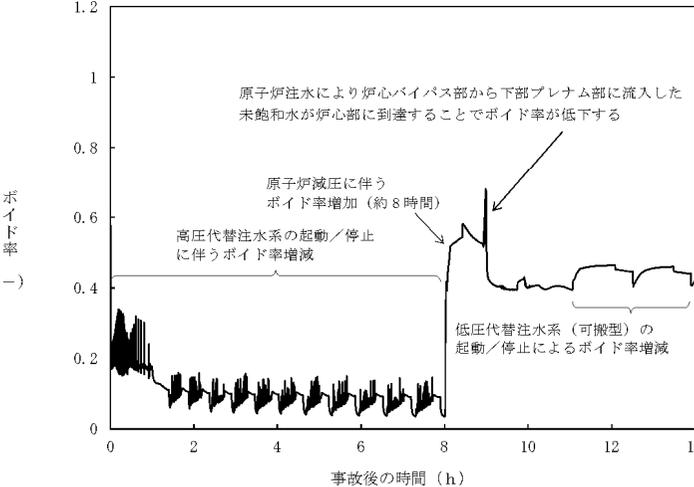
第 2.3.2-3 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の作業と所要時間 (2/2)

備考

柏崎刈羽原子力発電所6/7号炉	東海第二発電所	備考
<div data-bbox="219 335 728 678" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="347 702 616 734" data-label="Caption"> <p>第 7.1.3.2-7 図 原子炉圧力の推移</p> </div> <div data-bbox="224 774 761 1117" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="268 1141 694 1173" data-label="Caption"> <p>第 7.1.3.2-8 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移</p> </div> <div data-bbox="425 1260 548 1292" data-label="Text"> <p>10-7-1-374</p> </div>	<div data-bbox="974 231 1646 734" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1164 758 1500 790" data-label="Caption"> <p>第 2.3.2-4 図 原子炉圧力の推移</p> </div> <div data-bbox="1008 829 1747 1292" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1064 1316 1601 1348" data-label="Caption"> <p>第 2.3.2-5 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移</p> </div>	<p>備考</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備考
<p>原子炉水位 (シュラウド内外水位) (m)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	<p>原子炉水位 (シュラウド内外水位) (m)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	
<p>第 7.1.3.2-9 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移</p>	<p>第 2.3.2-6 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移</p>	
<p>注水流量 (t/h)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	<p>注水流量 (m³/h)</p> <p>事故後の時間 (h)</p>	
<p>第 7.1.3.2-10 図 注水流量の推移</p>	<p>第 2.3.2-7 図 注水流量の推移</p>	
<p>10-7-1-375</p>		

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>第 7.1.3.2-11 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>  <p>第 7.1.3.2-12 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p> <p>10-7-1-376</p>	 <p>第 2.3.2-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移</p>  <p>第 2.3.2-9 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
 <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第 7.1.3.2-13 図 燃料被覆管温度の推移</p>  <p>ボイド率 (-)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第 7.1.3.2-14 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p> <p>10-7-1-377</p>	 <p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第 2.3.2-10 図 燃料被覆管温度の推移</p>  <p>ボイド率 (-)</p> <p>事故後の時間 (h)</p> <p>第 2.3.2-11 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<div data-bbox="230 245 728 587" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="275 619 694 643" data-label="Caption"> <p>第 7.1.3.2-15 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p> </div>	<div data-bbox="969 240 1608 699" data-label="Figure"> </div> <div data-bbox="1037 727 1559 753" data-label="Caption"> <p>第 2.3.2-12 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移</p> </div>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉	東海第二発電所	備 考
<p>第 7.1.3.2-16 図 格納容器圧力の推移</p>	<p>第 2.3.2-13 図 格納容器圧力の推移</p>	<p>備 考</p>
<p>第 7.1.3.2-17 図 格納容器気相部温度の推移</p>	<p>第 2.3.2-14 図 格納容器雰囲気温度の推移</p>	<p>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）への切替後、原子炉圧力容器からの放熱の影響により上昇傾向となるが、原子炉減圧後の原子炉圧力容器温度より若干低い温度（100℃程度）で平衡状態となる。</p>

柏崎刈羽原子力発電所6 / 7号炉	東海第二発電所	備考
<p>第 7.1.3.2-18 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移</p> <p>10-7-1-379</p> <p>第 7.1.3.2-19 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移</p>	<p>第 2.3.2-15 図 サプレッション・プール水位の推移</p> <p>第 2.3.2-16 図 サプレッション・プール水温度の推移</p>	<p>備考</p>

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉				東海第二発電所					
第 7.1.3.3-1 表 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +直流電源喪失」の重大事故等対策について				第 2.3.2-1 表 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時における重大事故等対策について (1/2)					
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備			重大事故等対処設備				
		常設設備	可搬型設備	計装設備	常設設備	可搬設備	計装設備	計装設備	
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉はスクラムするが、直流電源喪失により平均出力領域モニタ等による確認ができない。原子炉圧力の推移及び逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を推定する。	常設代替直流電源設備 逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力	外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉はスクラムするが、直流電源喪失により平均出力領域モニタ等による確認ができない。原子炉圧力の推移及び逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を推定する。	緊急用 125V 系蓄電池 逃がし安全弁 (安全弁機能) *	—	原子炉圧力 (SA)	
高圧代替注水系による原子炉注水	事象発生後に原子炉隔離時冷却系の自動起動が確認できない場合、高圧代替注水系を手動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後炉心を冠水維持可能な範囲に制御する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 常設代替直流電源設備 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4kL)	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)	事象発生後に原子炉隔離時冷却系の自動起動が確認できない場合、高圧代替注水系を手動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以降炉心を冠水維持可能な範囲に制御する。	高圧代替注水系 サブプレッション・チェンバ* 緊急用 125V 系蓄電池	—	原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 高圧代替注水系系統流量	
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa [range] に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 常設代替直流電源設備	—	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内空筒気放射線レベル (D/W) 格納容器内空筒気放射線レベル (S/C) フィルタ装置水位 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ劣化	高圧代替注水系による原子炉注水	高圧代替注水系による原子炉注水	—	原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 高圧代替注水系系統流量	
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、残留熱除去系ポンプを起動し、逃がし安全弁 2 個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ (4kL, 16kL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水準備	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水準備として、系統構成並びに可搬型代替注水中型ポンプの準備及びホース敷設を実施する。また、可搬型代替注水中型ポンプの水源への補給及び燃料給油準備を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	—
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水	原子炉急速減圧により、残留熱除去系の圧力を下回ると、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ (4kL, 16kL)	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】	逃がし安全弁による原子炉急速減圧	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備完了後、逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個による原子炉急速減圧を実施する。	緊急用 125V 系蓄電池 逃がし安全弁 (自動減圧機能) *	—	原子炉圧力 (SA)
残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が 0.18MPa [range] に到達した場合、残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) による原子炉格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード)】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ (4kL, 16kL)	【残留熱除去系系統流量】 格納容器内水面濃度 (SA) 格納容器内熱源濃度 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) ドライウエル空筒気温度 サブプレッション・チェンバ気体温度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水	原子炉急速減圧操作後に、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を実施する。	西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン用)
低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉水位回復後、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する。原子炉水位は原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水貯蔵槽 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4kL, 16kL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水補給水系流量 (R/R A 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)	* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの				

【】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉				東海第二発電所					
前ページと同じ				東海第二発電所					
第 7.1.3.3-1 表 「全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) + 直流電源喪失」の重大事故等対策について				第 2.3.2-1 表 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時における重大事故等対策について (2/2)					
判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備			操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備			常設設備	可搬設備	計装設備
全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認	外部電源喪失と非常用ディーゼル発電機が全て機能喪失し全交流動力電源喪失となり、原子炉はスクラムするが、直流電源喪失により平均出力順応モニタ等による確認ができない。原子炉圧力の推移及び逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を推定する。	常設代替直流電源設備 逃がし安全弁	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力	代替格納容器スプレィ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却	格納容器圧力が 0.279MPa [gage] に到達した場合、代替格納容器スプレィ冷却系 (可搬型) により格納容器冷却を実施する。また、低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を継続する。	西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 低圧代替注水系格納容器スプレィ流量 (常設ライン用) 低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン用)
高圧代替注水系による原子炉注水	事象発生後に原子炉隔離時冷却系の自動起動が確認できない場合、高圧代替注水系を手動起動し原子炉注水を開始する。これにより原子炉水位は回復し、以後炉心を冠水維持可能な範囲に制御する。	高圧代替注水系 復水貯蔵槽 常設代替直流電源設備 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4kL)	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系系統流量 復水貯蔵槽水位 (SA)	残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水	常設代替高圧電源設備による交流電源供給後、残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系 (低圧注水系) * 残留熱除去系海水系 サブプレッション・チェンバ* 軽油貯蔵タンク	—	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力* 原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 残留熱除去系系統流量*
格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱	格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置 耐圧強化ベント系 常設代替直流電源設備	—	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) サブプレッション・チェンバ・プール水位 格納容器内容囲気放射線レベル (D/W) 格納容器内容囲気放射線レベル (S/C) フィルタ装置水位 フィルタ装置入口圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ フィルタ装置金属フィルタ劣化	残留熱除去系 (格納容器スプレィ冷却系) による格納容器除熱	残留熱除去系 (低圧注水系) により原子炉水位高 (レベル 8) まで原子炉水位が回復した後、残留熱除去系 (格納容器スプレィ冷却系) による格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 残留熱除去系 (格納容器スプレィ冷却系) * 残留熱除去系海水系* サブプレッション・チェンバ* 軽油貯蔵タンク	—	残留熱除去系系統流量* ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力 ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、残留熱除去系ポンプを起動し、逃がし安全弁 2 個による手動減圧を行う。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ (4kL, 16kL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水	原子炉急速減圧により、残留熱除去系の圧力を下回ると、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ (4kL, 16kL)	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】
残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水	原子炉急速減圧により、残留熱除去系の圧力を下回ると、代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉注水を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ (4kL, 16kL)	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 【残留熱除去系系統流量】 格納容器内水面濃度 (SA) 格納容器内熱源濃度 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ気体温度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度	残留熱除去系 (格納容器スプレィ冷却モード) による原子炉格納容器除熱	常設代替交流電源設備による交流電源供給後、格納容器圧力が 0.18MPa [gage] に到達した場合、残留熱除去系 (格納容器スプレィ冷却モード) による原子炉格納容器除熱を実施する。	常設代替交流電源設備 【残留熱除去系 (格納容器スプレィ冷却モード)】 軽油タンク	代替原子炉補機冷却系 タンクローリ (4kL, 16kL)	【残留熱除去系系統流量】 格納容器内水面濃度 (SA) 格納容器内熱源濃度 格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ気体温度 サブプレッション・チェンバ・プール水温度
低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) による原子炉水位回復後、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を実施する。原子炉水位は原子炉水位既 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。	常設代替交流電源設備 逃がし安全弁 復水貯蔵槽 軽油タンク	可搬型代替注水ポンプ (A-2 級) タンクローリ (4kL, 16kL)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 復水貯蔵槽水位 (R/R A 系代替注水流量) 復水貯蔵槽水位 (SA)	備考				

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

【 】: 重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

備考

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉			東海第二発電所			
第 7.1.3.2-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗) (1/6)			第 2.3.2-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (1/6)			
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
解析コード	原子炉側: SAFER 原子炉格納容器側: MAAP	—	解析コード	原子炉側: SAFER 格納容器側: MAAP	—	
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定	原子炉熱出力	3,293MW	定格原子炉熱出力として設定
	原子炉圧力	7.07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	6.93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+126cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定	炉心流量	48,300 t/h	定格流量として設定
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値	炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
	燃料	9×9 燃料 (A 型)	—	燃料	9×9 燃料 (A 型)	—
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計限界値として設定	燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値として設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 (燃焼度 33GWd/t)	1 サイクルの運転期間 (13 ヶ月) に調整運転期間 (約 1 ヶ月) を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器容積 (ドライウエル)	7,350m ³	ドライウエル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m ³	設計値を設定
	格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部: 5,960m ³ 液相部: 3,580m ³	ウェットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)	格納容器体積 (ウェットウエル)	空間部: 4,100m ³ 気相部: 3,300m ³	設計値 (通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定)
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエルサブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値			
	サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定			
備考						

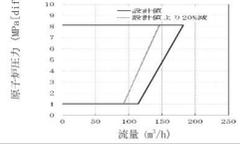
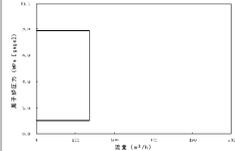
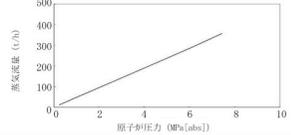
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉			東海第二発電所					
前ページと同じ								
第 7.1.3.2-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗) (1/6)			第 2.3.2-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (2/6)					
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方			
解析コード	原子炉側: SAFER 原子炉格納容器側: MAAP	—						
初期条件	原子炉熱出力	3,926MWt	定格原子炉熱出力として設定	初期条件	真空破壊装置	3.45kPa (ドライウエール・サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設計値	
	原子炉圧力	7.07MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定		サブプレッション・プール水位	6.983m (通常運転範囲の下限値)	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定	
	原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定		サブプレッション・プール水温度	32℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定	
	炉心流量	52,200t/h	定格流量として設定		格納容器圧力	5kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力を包含する値	
	炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値		格納容器雰囲気温度	57℃	通常運転時の格納容器雰囲気温度 (ドライウエール内ガス冷却装置の設計温度として設定)	
	炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値		外部水源の水温	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	
	燃料	9×9 燃料 (A 型)	—		事故条件	起因事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定
	最大線出力密度	44.0kW/m	設計限界値として設定			安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	125V 系蓄電池 A 系及び 125V 系蓄電池 B 系並びに高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定
	原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5.1-1979 燃焼度 33GWd/t	サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定	原子炉隔離時冷却系			評価上、原子炉隔離時冷却系の機能喪失 (本体故障) を想定して設定	
	格納容器容積 (ドライウエール)	7,350m ³	ドライウエール内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)	外部電源		外部電源なし	起因事象として、外部電源を喪失するものとして設定	
	格納容器容積 (ウェットウエール)	空間部: 5,960m ³ 液相部: 3,580m ³	ウェットウエール内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)					
	真空破壊装置	3.43kPa (ドライウエール・サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値					
	サブプレッション・チェンバ・プール水位	7.05m (通常運転水位)	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定					
備考								

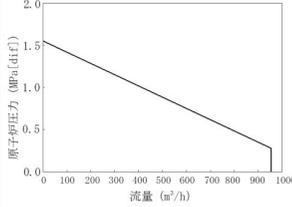
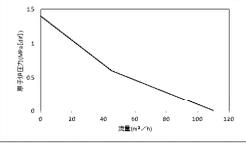
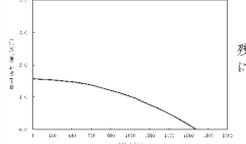
東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉			東海第二発電所																																																																
<p>【以下、柏崎刈羽6, 7号炉 TBUより当該箇所を抜粋】</p> <p>第 7.1.3.2-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗) (2/6)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">初期条件</td> <td>サブプレッション・チェンバ・プール水温</td> <td>35℃</td> <td>通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定</td> </tr> <tr> <td>格納容器圧力</td> <td>5.2kPa[gage]</td> <td>通常運転時の格納容器圧力として設定</td> </tr> <tr> <td>格納容器温度</td> <td>57℃</td> <td>通常運転時の格納容器温度として設定</td> </tr> <tr> <td>外部水源の温度</td> <td>50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)</td> <td>復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">事故条件</td> <td>起回事象</td> <td>外部電源喪失</td> <td>送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">安全機能の喪失に対する仮定</td> <td>全交流動力電源喪失</td> <td>全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定</td> </tr> <tr> <td>原子炉隔離時冷却系機能喪失</td> <td>本事故シーケンスにおける前提条件</td> </tr> <tr> <td>外部電源</td> <td>外部電源なし</td> <td>起回事象として、外部電源を喪失するものとして設定</td> </tr> </tbody> </table>			項目	主要解析条件	条件設定の考え方	初期条件	サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定	外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定	事故条件	起回事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定	原子炉隔離時冷却系機能喪失	本事故シーケンスにおける前提条件	外部電源	外部電源なし	起回事象として、外部電源を喪失するものとして設定	<p>前ページと同じ</p> <p>第 2.3.2-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (2/6)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>主要解析条件</th> <th>条件設定の考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="6">初期条件</td> <td>真空破壊装置</td> <td>3.45kPa (ドライウエール・サブプレッション・チェンバ開差圧)</td> <td>真空破壊装置の設計値</td> </tr> <tr> <td>サブプレッション・プール水位</td> <td>6.983m (通常運転範囲の下限值)</td> <td>通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限值として設定</td> </tr> <tr> <td>サブプレッション・プール水温度</td> <td>32℃</td> <td>通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定</td> </tr> <tr> <td>格納容器圧力</td> <td>5kPa [gage]</td> <td>通常運転時の格納容器圧力を包含する値</td> </tr> <tr> <td>格納容器雰囲気温度</td> <td>57℃</td> <td>通常運転時の格納容器雰囲気温度 (ドライウエール内ガス冷却装置の設計温度として設定)</td> </tr> <tr> <td>外部水源の水温</td> <td>35℃</td> <td>年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">事故条件</td> <td>起回事象</td> <td>外部電源喪失</td> <td>送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">安全機能の喪失に対する仮定</td> <td>全交流動力電源喪失</td> <td>125V 系蓄電池 A 系及び 125V 系蓄電池 B 系並びに高圧炉心スプレィ系ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定</td> </tr> <tr> <td>原子炉隔離時冷却系</td> <td>評価上、原子炉隔離時冷却系の機能喪失 (本体故障) を想定して設定</td> </tr> <tr> <td>外部電源</td> <td>外部電源なし</td> <td>起回事象として、外部電源を喪失するものとして設定</td> </tr> </tbody> </table>			項目	主要解析条件	条件設定の考え方	初期条件	真空破壊装置	3.45kPa (ドライウエール・サブプレッション・チェンバ開差圧)	真空破壊装置の設計値	サブプレッション・プール水位	6.983m (通常運転範囲の下限值)	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限值として設定	サブプレッション・プール水温度	32℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定	格納容器圧力	5kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力を包含する値	格納容器雰囲気温度	57℃	通常運転時の格納容器雰囲気温度 (ドライウエール内ガス冷却装置の設計温度として設定)	外部水源の水温	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定	事故条件	起回事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	125V 系蓄電池 A 系及び 125V 系蓄電池 B 系並びに高圧炉心スプレィ系ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定	原子炉隔離時冷却系	評価上、原子炉隔離時冷却系の機能喪失 (本体故障) を想定して設定	外部電源	外部電源なし	起回事象として、外部電源を喪失するものとして設定
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																																																	
初期条件	サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定																																																																
	格納容器圧力	5.2kPa[gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定																																																																
	格納容器温度	57℃	通常運転時の格納容器温度として設定																																																																
	外部水源の温度	50℃ (事象開始 12 時間以降は 45℃, 事象開始 24 時間以降は 40℃)	復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定																																																																
事故条件	起回事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定																																																																
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	全ての非常用ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定																																																																
		原子炉隔離時冷却系機能喪失	本事故シーケンスにおける前提条件																																																																
	外部電源	外部電源なし	起回事象として、外部電源を喪失するものとして設定																																																																
項目	主要解析条件	条件設定の考え方																																																																	
初期条件	真空破壊装置	3.45kPa (ドライウエール・サブプレッション・チェンバ開差圧)	真空破壊装置の設計値																																																																
	サブプレッション・プール水位	6.983m (通常運転範囲の下限值)	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限值として設定																																																																
	サブプレッション・プール水温度	32℃	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定																																																																
	格納容器圧力	5kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力を包含する値																																																																
	格納容器雰囲気温度	57℃	通常運転時の格納容器雰囲気温度 (ドライウエール内ガス冷却装置の設計温度として設定)																																																																
	外部水源の水温	35℃	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定																																																																
事故条件	起回事象	外部電源喪失	送電系統又は所内主発電設備の故障等によって、外部電源を喪失するものとして設定																																																																
	安全機能の喪失に対する仮定	全交流動力電源喪失	125V 系蓄電池 A 系及び 125V 系蓄電池 B 系並びに高圧炉心スプレィ系ディーゼル発電機の機能喪失を想定して設定																																																																
		原子炉隔離時冷却系	評価上、原子炉隔離時冷却系の機能喪失 (本体故障) を想定して設定																																																																
外部電源	外部電源なし	起回事象として、外部電源を喪失するものとして設定																																																																	
備考																																																																			

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉			東海第二発電所		
第 7.1.3.2-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗) (3/6)			第 2.3.2-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (3/6)		
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉スクラム信号	タービン蒸気加減弁急速閉 (遅れ時間: 0.08 秒)	原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル 3) 信号 (遅れ時間: 1.05 秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定
	高圧代替注水系	事象発生 25 分後に手動起動し、設計値である 182m ³ /h (8.12MPa[diff]において) ~ 114m ³ /h (1.03MPa[diff]において) に対し、保守的に 20%減の流量にて注水	高圧代替注水系の設計値に対し、保守的に 20%減の流量を設定 	高圧代替注水系	事象発生 25 分後に手動起動し、設計値である 136.7m ³ /h (7.86MPa [gage] ~1.04MPa [gage]) にて注水 
	逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.51 MPa [gage] × 1 個, 363t/h/個 7.58 MPa [gage] × 1 個, 367t/h/個 7.65 MPa [gage] × 4 個, 370t/h/個 7.72 MPa [gage] × 4 個, 373t/h/個 7.79 MPa [gage] × 4 個, 377t/h/個 7.86 MPa [gage] × 4 個, 380t/h/個 自動減圧機能付き逃がし安全弁の 2 個を開することによる原子炉急速減圧 〈原子炉圧力と逃がし安全弁 1 個あたりの蒸気流量の関係〉 	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定 逃がし安全弁の設計値に基づく蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定	高圧代替注水系	高圧代替注水系ポンプによる注水特性
備考					

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉		東海第二発電所		
第 7.1.3.2-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗) (4/6)		第 2.3.2-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (5/6)		
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	残留熱除去系 (低圧注水モード)	事象発生 24 時間後に手動起動し、954m ³ /h (0.27MPa [dif] において) にて注水	残留熱除去系 (低圧注水モード) の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ 1 台による注水特性	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  可搬型代替注水中型ポンプ 2 台による注水特性
	低圧代替注水系 (常設)	炉心を冠水維持可能な注水量で注水	約 90m ³ /h にて崩壊熱相当量を注水するものとして設定	設計に基づき、併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定 格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧後、原子炉水位を原子炉水位高 (レベル 8) まで上昇させた後に手動起動し、954m³/h にて原子炉格納容器内にスプレイ 伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 8MW (サプレッション・チェンバ・プール水温 52℃、海水温度 30℃において) 	残留熱除去系の設計値として設定	設計に基づき、併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定 格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定 残留熱除去系 (低圧注水系) の設計値として設定  残留熱除去系ポンプ 1 台による注水特性
重大事故等対策に関連する機器条件	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型)	最大 110m ³ /h (格納容器スプレイ実施前)	50m ³ /h (格納容器スプレイ実施後)	設計に基づき、併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定 格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
	残留熱除去系 (低圧注水系)	1,605m ³ /h (0.14MPa [dif] において) (最大 1,076m ³ /h) にて注水	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位を原子炉水位高 (レベル 8) まで上昇させた後に 1,692m³/h にて格納容器内にスプレイ 伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 43MW (サプレッション・プール水温 100℃、海水温度 32℃において) 	残留熱除去系の設計値として設定 伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定
	残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位を原子炉水位高 (レベル 8) まで上昇させた後に 1,692m³/h にて格納容器内にスプレイ 伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 43MW (サプレッション・プール水温 100℃、海水温度 32℃において) 	残留熱除去系の設計値として設定 伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき、過去の実績を包含する高めの海水温度を設定	
備考				

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所
第 7.1.3.2-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗) (5/6)			
項目	主要解析条件	条件設定の考え方	
重大事故等対策に関連する機器条件	格納容器圧力逃がし装置等	格納容器圧力が0.62MPa [gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作 (流路面積70%開) にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して、格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定
	代替原子炉補機冷却系	約 23MW (サブプレッション・チェンバ・プール水温 100℃, 海水温度 30℃において)	代替原子炉補機冷却系の設計値として設定
備考			

東海第二発電所 重大事故等対策の有効性評価 比較表 (TBD, TBU)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7 号炉			東海第二発電所			
第 7.1.3.2-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失) +RCIC 失敗) (6/6)			第 2.3.2-2 表 主要解析条件 (全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)) (6/6)			
重大事故等対策に関連する操作条件	項目	主要解析条件	条件設定の考え方	項目	主要解析条件	条件設定の考え方
	高圧代替注水系による原子炉注水操作	事象発生 25 分後	事象判断の時間を考慮して事象発生から 10 分後に開始するものとし、操作時間は、原子炉隔離時冷却系の機能喪失のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して 15 分間を設定	重大事故等対策に関連する操作条件 高圧代替注水系の起動操作	事象発生 25 分後	事象判断の時間を考慮して事象発生から 11 分後に開始するものとし、操作時間は、原子炉隔離時冷却系のみならず、直流電源喪失時を考慮しても中央制御室内で十分対応可能と考えられる操作の時間余裕を考慮して設定
	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定	常設代替交流電源設備からの受電	事象発生 24 時間後	本事故シーケンスの前提条件として設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 8 時間 1 分後	余裕時間を確認する観点で 8 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) の起動準備操作が完了するものとし、原子炉減圧に要する時間を考慮して設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却	格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
	代替原子炉補機冷却系運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定	残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作及び残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) による格納容器除熱操作	事象発生 24 時間 10 分後	常設代替高圧電源設備からの受電後、残留熱除去系の起動操作に要する時間を考慮して設定
	代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (低圧注水モード) 運転操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定			
	低圧代替注水系 (常設) 起動操作	事象発生 24 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定			
代替原子炉補機冷却系を介した残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却モード) 運転操作	事象発生約 25 時間後	常設代替交流電源設備からの受電後として設定				
備考						