

添付資料 2.4.2.4

7日間における燃料の対応について（崩壊熱除去機能が喪失（残留熱除去系が故障した場合））

プラント状況：6号及び7号炉停止中。1～5号炉停止中。
 事象：崩壊熱除去機能喪失（後部冷却系が故障した場合）は6号及び7号炉停止後、限定的に全ての設備が、事象発生直後から燃料を消費するものとして評価する。
 なお、外部電源喪失は想定していないが、新プラントへの加圧運転が実施されたこととし、6号炉及び7号炉の崩壊熱除去機能の緊急時対応計画を参照し、7号炉の崩壊熱除去機能も対応する。アクリルにて四角に白い線画も対応する。判定

炉号	時系列	判定
7号炉	7号炉軽油タンク容量は約1,020kL(注3)であり、7日間対応可能。 7日間の軽油消費量約788kL 非常用ディーゼル発電機 5台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,493L/h×24h×7日×1台=752.47kL	7日間の軽油消費量は約788kL(注3)であり、7日間対応可能。
6号炉	6号炉軽油タンク容量は約1,020kL(注3)であり、7日間対応可能。 7日間の軽油消費量約788kL 非常用ディーゼル発電機 3台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,493L/h×24h×7日×1台=752.47kL	6号炉軽油タンク容量は約1,020kL(注3)であり、7日間対応可能。
1号炉	1号炉軽油タンク容量は約1,020kL(注3)であり、7日間対応可能。 7日間の軽油消費量約788kL 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,493L/h×24h×7日×1台=752.47kL	1号炉軽油タンク容量は約1,020kL(注3)であり、7日間対応可能。
2号炉	2号炉軽油タンク容量は約1,020kL(注3)であり、7日間対応可能。 7日間の軽油消費量約788kL 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,493L/h×24h×7日×1台=752.47kL	2号炉軽油タンク容量は約1,020kL(注3)であり、7日間対応可能。
3号炉	3号炉軽油タンク容量は約1,020kL(注3)であり、7日間対応可能。 7日間の軽油消費量約788kL 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,493L/h×24h×7日×1台=752.47kL	3号炉軽油タンク容量は約1,020kL(注3)であり、7日間対応可能。
4号炉	4号炉軽油タンク容量は約1,020kL(注3)であり、7日間対応可能。 7日間の軽油消費量約788kL 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,493L/h×24h×7日×1台=752.47kL	4号炉軽油タンク容量は約1,020kL(注3)であり、7日間対応可能。
5号炉	5号炉軽油タンク容量は約1,020kL(注3)であり、7日間対応可能。 7日間の軽油消費量約788kL 非常用ディーゼル発電機 2台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,493L/h×24h×7日×1台=752.47kL	5号炉軽油タンク容量は約1,020kL(注3)であり、7日間対応可能。
その他	5号炉原子炉建屋内緊急時対策用可搬型電源装置 1台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 45L/h×24h×7日=7.56kL センタリングボスト用発電機 3台起動。 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,493L/h×24h×7日×3台=4.68kL	1～7号炉軽油タンク容量は約1,020kL(注3)であり、7日間対応可能。

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は2台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機3台を起動させて評価した。
 ※2 緊急用母線の電源を、常設代替高圧電源装置2台で確保することを仮定した。
 ※3 崩壊熱除去機能喪失に基づく評価。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

東海第二発電所 (2018.9.12版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

7日間における燃料の対応について
 (崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))

保守的に全ての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動*1 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×2台(運転台数) =約484.0kL	7日間の軽油消費量約755.3kL	軽油貯蔵タンクの容量は約800kLであり、7日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) =約130.3kL		
常設代替高圧電源装置 2台起動*2 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×2台(運転台数) =約141.2kL		
可搬型代替注水中型ポンプ 1台起動 (西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給) 35.7L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) =約6.0kL	7日間の軽油消費量約6.0kL	可搬型設備用軽油タンクの容量は約210kLであり、7日間対応可能
緊急時対策用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h(燃料消費率)×168h(運転時間)×1台(運転台数) =約70.0kL	7日間の軽油消費量約70.0kL	緊急時対策用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約75kLであり、7日間対応可能

※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機1台であるが、保守的にディーゼル発電機2台の起動を仮定した。
 ※2 緊急用母線の電源を、常設代替高圧電源装置2台で確保することを仮定した。

添付資料 2.4.2.4

添付資料 2.4.2.4

7日間における燃料の対応について(崩壊熱除去機能喪失
 (残留熱除去系が故障した場合))

保守的に全ての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。

時系列	合計	判定
非常用ディーゼル発電機 2台起動*1 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1,618m³/h×24h×7日×2台=543.648m³	7日間の軽油消費量約700m³	ディーゼル燃料貯蔵タンクの容量は約730m³であり、7日間対応可能
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 0.927m³/h×24h×7日×1台=155.736m³		
ガスタービン発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 2.09m³/h×24h×7日×1台=351.12m³	7日間の軽油消費量約363m³	ガスタービン発電機用軽油タンクの容量は約450m³であり、7日間対応可能
大量送水車 1台起動 0.0652m³/h×24h×7日×1台=10.9536m³		
緊急時対策用発電機 1台 0.0469 m³/h×24h×7日×1台=7.8792m³	7日間の軽油消費量約8m³	緊急時対策用燃料地下タンクの容量は約45m³であり、7日間対応可能

※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。

・設備設計の相違
【柏崎6/7】
 島根2号炉は、緊急時対策用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。

・評価結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																							
資料なし	<p style="text-align: center;">添付資料 2.4.2.5</p> <p style="text-align: center;">常設代替交流電源設備の負荷 (崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>主要負荷リスト 【電源設備：常設代替高圧電源装置】</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>起動順序</th> <th>主要機器名称</th> <th>負荷容量 (kW)</th> <th>負荷起動時の最大負荷容量 (kW)</th> <th>定常時の連続最大負荷容量 (kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①</td> <td>緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷</td> <td>約120 約97</td> <td>約245</td> <td>約217</td> </tr> <tr> <td>②</td> <td>常設低圧代替注水系ポンプ</td> <td>約190</td> <td>約702</td> <td>約407</td> </tr> <tr> <td>③</td> <td>常設低圧代替注水系ポンプ</td> <td>約190</td> <td>約892</td> <td>約597</td> </tr> <tr> <td>④</td> <td>緊急用海水ポンプ その他必要な負荷</td> <td>約510 約4</td> <td>約1,579</td> <td>約1,111</td> </tr> <tr> <td>⑤</td> <td>代替燃料プール冷却系ポンプ</td> <td>約30</td> <td>約1,220</td> <td>約1,141</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">常設代替高圧電源装置の負荷積算イメージ</p> <p>※1 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の容量 (1,380kW×運転台数=最大容量) ※2 常設代替高圧電源装置定格出力運転時の80%の容量 (1,380kW×0.8×運転台数=連続定格容量)</p>	起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)	①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約120 約97	約245	約217	②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約702	約407	③	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約892	約597	④	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約1,579	約1,111	⑤	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約1,220	約1,141	<p style="text-align: center;">添付資料 2.4.2.5</p> <p style="text-align: center;">常設代替交流電源設備の負荷 (崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系が故障した場合))</p> <p>主要負荷リスト 電源設備：ガスタービン発電機 定格出力：4,800kW</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>起動順序</th> <th>主要機器</th> <th>負荷容量 (kW)</th> <th>負荷起動時の最大負荷容量 (kW)</th> <th>定常時の最大負荷容量 (kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①</td> <td>ガスタービン発電機付帯設備</td> <td>約111</td> <td>約300</td> <td>約111</td> </tr> <tr> <td>②</td> <td>代替所内電気設備負荷(自動投入負荷)</td> <td>約18</td> <td>約129</td> <td>約129</td> </tr> <tr> <td>③</td> <td>低圧原子炉代替注水ポンプ</td> <td>約210</td> <td>約471</td> <td>約339</td> </tr> <tr> <td>④</td> <td>低圧原子炉代替注水設備非常用送風機</td> <td>約15</td> <td>約409</td> <td>約354</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">常設代替交流電源設備の負荷積算イメージ</p>	起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)	①	ガスタービン発電機付帯設備	約111	約300	約111	②	代替所内電気設備負荷(自動投入負荷)	約18	約129	約129	③	低圧原子炉代替注水ポンプ	約210	約471	約339	④	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約15	約409	約354	<ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は, SA 事象を考慮して, 外部電源の喪失を想定している。 設備設計の相違 【東海第二】 常設代替電源設備から電源供給する負荷が異なる。なお, 柏崎6/7では必要負荷について外部電源で電源供給を行う。
起動順序	主要機器名称	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の連続最大負荷容量 (kW)																																																						
①	緊急用母線自動起動負荷 ・緊急用直流125V充電器 ・その他必要な負荷	約120 約97	約245	約217																																																						
②	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約702	約407																																																						
③	常設低圧代替注水系ポンプ	約190	約892	約597																																																						
④	緊急用海水ポンプ その他必要な負荷	約510 約4	約1,579	約1,111																																																						
⑤	代替燃料プール冷却系ポンプ	約30	約1,220	約1,141																																																						
起動順序	主要機器	負荷容量 (kW)	負荷起動時の最大負荷容量 (kW)	定常時の最大負荷容量 (kW)																																																						
①	ガスタービン発電機付帯設備	約111	約300	約111																																																						
②	代替所内電気設備負荷(自動投入負荷)	約18	約129	約129																																																						
③	低圧原子炉代替注水ポンプ	約210	約471	約339																																																						
④	低圧原子炉代替注水設備非常用送風機	約15	約409	約354																																																						

実線・・設備運用又は体制等の相違 (設計方針の相違)
 波線・・記載表現、設備名称の相違 (実質的な相違なし)

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.5 原子炉停止機能喪失</p> <p>2.5.1 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「原子炉停止機能喪失」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「<u>過渡事象+原子炉停止失敗</u>」、②「<u>小破断 LOCA+原子炉停止失敗</u>」、③「<u>中破断 LOCA+原子炉停止失敗</u>」及び④「<u>大破断 LOCA+原子炉停止失敗</u>」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「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため、原子炉は臨界状態を継続し、原子炉出力が高い状態が維持されることから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉停止機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、原子炉停止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、代替制御棒挿入機能による原子炉停止又は<u>代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能</u>によって原子炉出力を低下させること等によって炉心損傷の防止を図り、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって原子炉停止する。また、<u>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)</u>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「原子炉停止機能喪失」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制御棒挿入機能又は<u>代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能</u>及びほう酸水注入系による原子炉停止又は反応度抑制手段を整備す</p>	<p>2.5 原子炉停止機能喪失</p> <p>2.5.1 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「原子炉停止機能喪失」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「<u>過渡事象+原子炉停止失敗</u>」、②「<u>サポート系喪失(自動停止)+原子炉停止失敗</u>」、③「<u>小破断 LOCA+原子炉停止失敗</u>」、④「<u>中破断 LOCA+原子炉停止失敗</u>」及び⑤「<u>大破断 LOCA+原子炉停止失敗</u>」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「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため、原子炉は臨界状態を継続し、原子炉出力が高い状態が維持されることから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉停止機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、原子炉停止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、代替制御棒挿入機能による原子炉停止又は<u>ATWS緩和設備(代替再循環系ポンプトリップ機能)</u>によって原子炉出力を低下させること等によって炉心損傷の防止を図り、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって原子炉停止する。また、<u>残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)</u>による<u>格納容器除熱</u>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「原子炉停止機能喪失」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制御棒挿入機能又は<u>ATWS緩和設備(代替再循環系ポンプトリップ機能)</u>及びほう酸水注入系による原子炉停止又は反応度抑</p>	<p>2.5 原子炉停止機能喪失</p> <p>2.5.1 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「原子炉停止機能喪失」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「<u>過渡事象+原子炉停止失敗</u>」、②「<u>冷却材喪失(小破断 LOCA)+原子炉停止失敗</u>」、③「<u>冷却材喪失(中破断 LOCA)+原子炉停止失敗</u>」及び④「<u>冷却材喪失(大破断 LOCA)+原子炉停止失敗</u>」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「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能が喪失することを想定する。このため、原子炉は臨界状態を継続し、原子炉出力が高い状態が維持されることから、緩和措置がとられない場合には、炉心損傷に至る。</p> <p>本事故シーケンスグループは、原子炉停止機能を喪失したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価には、原子炉停止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、代替制御棒挿入機能による原子炉停止又は<u>代替原子炉再循環ポンプトリップ機能</u>によって原子炉出力を低下させること等によって炉心損傷の防止を図り、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって原子炉停止する。また、<u>残留熱除去系(サブプレッション・プール水冷却モード)</u>による<u>原子炉格納容器除熱</u>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「原子炉停止機能喪失」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制御棒挿入機能又は<u>代替原子炉再循環ポンプトリップ機能</u>及びほう酸水注入系による原子炉停止又は反応度抑制手段を整備する</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>るとともに高圧炉心注水系及び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、<u>高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系</u>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<u>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）</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備する。ただし、重要事故シーケンスに対する有効性評価では、保守的に代替制御棒挿入機能には期待しないものとする。これらの対策の概略系統図を第2.5.1図から第2.5.3図に、手順の概要を第2.5.4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2.5.1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、<u>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12名</u>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（<u>6号及び7号炉兼任</u>）、当直副長2名、運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う<u>緊急時対策本部要員</u>は5名である。必要な要員と作業項目について第2.5.5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、<u>12名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム失敗確認 運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合、原子炉スクラム失敗を確認する。 原子炉スクラムの失敗を確認するために必要な計装設備</p>	<p>制手段を整備するとともに高圧炉心スプレイ系及び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、高圧炉心スプレイ系による炉心冷却を継続する。また、<u>格納容器</u>の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u>による格納容器除熱手段を整備する。ただし、重要事故シーケンスに対する有効性評価では、保守的に代替制御棒挿入機能には期待しないものとする。これらの対策の概略系統図を第2.5-1図に、手順の概要を第2.5-2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2.5-1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、<u>災害対策要員（初動）10名</u>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<u>当直運転員4名</u>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<u>4名</u>である。必要な要員と作業項目について第2.5-3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、<u>10名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム失敗確認 運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合、原子炉スクラム失敗を確認する。 原子炉スクラムの失敗を確認するために必要な計装設備</p>	<p>とともに高圧炉心スプレイ系及び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、<u>高圧炉心スプレイ系</u>による炉心冷却を継続する。また、<u>原子炉格納容器</u>の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として<u>残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u>による原子炉格納容器除熱手段を整備する。ただし、重要事故シーケンスに対する有効性評価では、保守的に代替制御棒挿入機能には期待しないものとする。これらの対策の概略系統図を第2.5.1-1(1)図から第2.5.1-1(3)図に、手順の概要を第2.5.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第2.5.1-1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、重大事故等対策に必要な要員は、<u>緊急時対策要員合計11名</u>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、当直副長1名、運転操作対応を行う<u>運転員4名</u>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<u>5名</u>である。必要な要員と作業項目について第2.5.1-3図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、<u>11名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 原子炉スクラム失敗確認 運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合、原子炉スクラム失敗を確認する。 原子炉スクラムの失敗を確認するために必要な計装設備</p>	<p>・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、R C I Cの水源をサブプレッション・プールとしているが、サブプレッション・プール水温度100℃到達まで機能維持できることを確認しており、100℃到達で停止する運用であることから、原子炉隔離時冷却系を記載していない。</p> <p>・運用及び設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員11名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・体制の相違 【柏崎6/7、東海第二】 運用及び設備の相違に伴う、必要要員数の相違。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>は、<u>平均出力領域モニタ等</u>である。</p> <p>また、主蒸気隔離弁の閉止による原子炉圧力高信号により再循環ポンプ4台がトリップし、炉心流量が低下し、原子炉出力が低下する。</p> <p>主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプはトリップするが、<u>電動駆動給水ポンプ</u>が自動起動して給水を継続する。</p> <p>主蒸気遮断により給水加熱喪失の状態となり、給水温度が低下するため、徐々に出力が増加する傾向となる。</p> <p>b. 格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系起動確認 逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、<u>ドライウエル圧力高</u> (13.7kPa [gage]) により、<u>原子炉隔離時冷却系</u>、<u>高圧炉心注水系</u>及び<u>低圧注水系</u>が自動起動する。</p> <p>高圧・低圧注水系の起動を確認するために必要な計装設備は、<u>各系統の流量指示等</u>である。</p> <p>c. 原子炉隔離時冷却系及び<u>高圧炉心注水系</u>による原子炉水位維持 主蒸気隔離弁の閉止により、復水器ホットウエルの水位</p>	<p>は、<u>平均出力領域計装等</u>である。</p> <p>また、主蒸気隔離弁の閉止による原子炉圧力高信号により再循環系ポンプ2台全てがトリップし、炉心流量が低下し、原子炉出力が低下する。</p> <p>主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプはトリップするが、<u>電動駆動給水ポンプ</u>が自動起動して給水を継続する。</p> <p>主蒸気遮断により給水加熱喪失の状態となり、給水温度が低下するため、徐々に出力が増加する傾向となる。</p> <p>b. 格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系起動確認 逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、<u>ドライウエル圧力高</u> (13.7kPa [gage]) により、<u>高圧炉心スプレイ系</u>、<u>低圧炉心スプレイ系</u>及び<u>残留熱除去系</u> (低圧注水系) が自動起動する。</p> <p>高圧・低圧注水系の起動を確認するために必要な計装設備は、<u>各系統の流量等</u>である。</p> <p>c. 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位維持 主蒸気隔離弁の閉止により、復水器ホットウエルの水位</p>	<p>は、<u>平均出力領域計装</u>である。</p> <p>また、主蒸気隔離弁の閉止による原子炉圧力高信号により再循環ポンプ2台全てがトリップし、炉心流量が低下し、原子炉出力が低下する。</p> <p>主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプはトリップするが、<u>電動機駆動給水ポンプ</u>が自動起動して給水を継続する。</p> <p>主蒸気遮断により給水加熱喪失の状態となり、給水温度が低下するため、徐々に出力が増加する傾向となる。</p> <p>b. 格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系起動確認 逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、<u>格納容器圧力高</u> (13.7kPa[gage]) により、<u>高圧炉心スプレイ系</u>、<u>低圧炉心スプレイ系</u>及び<u>残留熱除去系</u> (低圧注水モード) が自動起動する。</p> <p>高圧・低圧注水系の起動を確認するために必要な計装設備は、<u>各ポンプの出口流量等</u>である。</p> <p>c. 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位維持 主蒸気隔離弁の閉止により、復水器ホットウエルの水位</p>	<p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、中性子源領域計装 (SRM) 及び中間領域計装 (IRM), 柏崎6/7, 東海第二は起動領域計装 (SRNM) を採用している。柏崎6/7, 東海第二は、運転時挿入されているSRNMにより確認が可能な設備として、等を記載しているが、島根2号炉は、SRM及びIRMが運転時引き抜きのため、平均出力領域計装 (APRM) により確認することとしている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ABWRとBWR-5の設備の相違。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>が低下し給復水ポンプがトリップする。これにより給水流量の全喪失となり、原子炉水位は低下するが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水が継続しているため炉心の冠水は維持される。</p> <p><u>なお、ここでの原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位低(レベル2)で再循環ポンプ6台がトリップし、炉心流量が低下し、原子炉出力が低下する。</u></p> <p>この後は、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の流量を調整することにより原子炉水位低(レベル1.5)以上に水位を維持する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位及び各系統の流量指示等</u>である。</p> <p>d. 自動減圧系の自動起動阻止</p> <p><u>ドライウエル圧力高(13.7kPa[gage])信号と原子炉水位低(レベル1)信号の両方が30秒継続した場合であって、高圧炉心注水系又は低圧注水系のポンプが1台以上運転している(各ポンプの吐出側の系統圧力が設定値を超えている)場合、自動減圧系が自動起動する。</u></p> <p>原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、<u>高圧炉心注水系及び低圧注水系から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇に繋がる可能性があるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。なお、自動減圧系の起動阻止スイッチの操作により、代替自動減圧ロジックによる自動減圧も未然に阻止される。</u></p> <p>e. ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作</p>	<p>が低下し給水・復水系のポンプがトリップする。これにより給水流量の全喪失となり、原子炉水位は低下し、<u>原子炉水位異常低下(レベル2)</u>により原子炉隔離時冷却系が自動起動する。原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水により炉心冷却は維持される。</p> <p>この後は、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量を調整することにより<u>原子炉水位異常低下(レベル1)近傍</u>に水位を維持する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位(広帯域)及び各系統の流量等</u>である。</p> <p>d. 自動減圧系の自動起動阻止</p> <p><u>ドライウエル圧力高(13.7kPa[gage])信号と原子炉水位異常低下(レベル1)信号の両方が120秒継続した場合であって、低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系(低圧注水系)のポンプが1台以上運転している(各ポンプの吐出側の系統圧力が設定値を超えている)場合、自動減圧系が自動起動する。</u></p> <p>原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、<u>高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇に繋がる可能性があるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。なお、自動減圧系の起動阻止スイッチの操作により、過渡時自動減圧機能による自動減圧も未然に阻止される。</u></p> <p>e. ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作</p>	<p>が低下し給水・復水系のポンプがトリップする。これにより給水流量の全喪失となり、原子炉水位は低下し、<u>原子炉水位低(レベル2)</u>により原子炉隔離時冷却系が自動起動する。<u>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系</u>による原子炉注水により炉心冷却は維持される。</p> <p>この後は、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量を調整することにより<u>原子炉水位低(レベル1H)以上</u>に水位を維持する。</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位(広帯域)、各ポンプの出口流量等</u>である。</p> <p>d. 自動減圧系の自動起動阻止</p> <p><u>格納容器圧力高(13.7kPa[gage])信号と原子炉水位低(レベル1)信号の両方が120秒継続した場合であって、低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系(低圧注水モード)のポンプが1台以上運転している(遮断機が閉)場合、自動減圧系が自動起動する。</u></p> <p>原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、<u>高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水モード)から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇に繋がる可能性があるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。また、代替自動減圧系の起動阻止スイッチ操作により、代替自動減圧系による自動減圧を未然に阻止する。</u></p> <p>e. ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 原子炉水位調整時の目標水位の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、自動減圧系が作動するインターロックとして低圧ECCS系の遮断機閉を条件としている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は自動減圧系、代替自動減圧系に各々自動起動阻止スイッチがある。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>原子炉スクラムの失敗を確認後、ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。ほう酸水の注入により、中性子束が徐々に減少し原子炉は臨界未満に至る。</p> <p>原子炉の臨界未満確保を確認するために必要な計装設備は、<u>起動領域モニタ</u>等である。</p> <p>f. <u>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）</u> 運転</p> <p>事象発生直後からの逃がし安全弁の作動により、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温</u>が上昇する。<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温</u>が49℃を超えて上昇する場合、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（<u>サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>）の運転を開始し、原子炉格納容器除熱を開始する。</p> <p>残留熱除去系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、<u>残留熱除去系系統流量及びサブプレッション・チェンバ・プール水温</u>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>2.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（反応度印加の観点で最も厳しく、原子炉隔離によって炉心からの発生蒸気が全て原子炉格納容器に流入する主蒸気隔離弁の誤閉止を選定）を起因事象とし、原子炉圧力上昇による反応度印加に伴う出力増加の観点で厳しくなる「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）+原子炉停止失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果（ボイド・ドブプラ/ボロン）、崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、沸騰・ボイド率変化、気液熱非平衡、原子炉圧力容器における冷却材流量変化、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）、ほう酸水の拡散並</p>	<p>原子炉スクラムの失敗を確認後、ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。ほう酸水の注入により、中性子束が徐々に減少し原子炉は臨界未満に至る。</p> <p>原子炉の臨界未満確保を確認するために必要な計装設備は、<u>起動領域計装</u>等である。</p> <p>f. <u>残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）</u> 運転</p> <p>事象発生直後からの逃がし安全弁の作動により、<u>サブプレッション・プール水温</u>が上昇する。<u>サブプレッション・プール水温</u>が32℃以上の場合、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（<u>サブプレッション・プール冷却系</u>）の運転を開始し、<u>格納容器除熱</u>を開始する。</p> <p>残留熱除去系による<u>格納容器除熱</u>を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去系系統流量及びサブプレッション・プール水温</u>である。</p> <p>以降、炉心冷却は高圧炉心スプレイ系による注水により継続的に行い、また、<u>格納容器除熱</u>は、残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>2.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（反応度印加の観点で最も厳しく、原子炉隔離によって炉心からの発生蒸気が全て格納容器に流入する主蒸気隔離弁の誤閉止を選定）を起因事象とし、原子炉圧力上昇による反応度印加に伴う出力増加の観点で厳しくなる「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）+原子炉停止失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果（ボイド・ドブプラ/ボロン）、崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、沸騰・ボイド率変化及び気液熱非平衡、原子炉圧力容器における冷却材流量変化、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）及びほう酸</p>	<p>原子炉スクラムの失敗を確認後、ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。ほう酸水の注入により、中性子束が徐々に減少し原子炉は臨界未満に至る。</p> <p>原子炉の臨界未満確保を確認するために必要な計装設備は、<u>中性子源領域計装</u>等である。</p> <p>f. <u>残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）</u> 運転</p> <p>事象発生直後からの逃がし安全弁の作動により、<u>サブプレッション・プール水温</u>が上昇する。<u>サブプレッション・プール水温</u>が49℃を超えて上昇する場合、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（<u>サブプレッション・プール水冷却モード</u>）の運転を開始し、<u>原子炉格納容器除熱</u>を開始する。</p> <p>残留熱除去系による<u>原子炉格納容器除熱</u>を確認するために必要な計装設備は、<u>残留熱除去ポンプ出口流量及びサブプレッション・プール水温（SA）</u>である。</p> <p>以降、炉心冷却は高圧炉心スプレイ系による注水により継続的に行い、また、<u>原子炉格納容器除熱</u>は、残留熱除去系により継続的に行う。</p> <p>2.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（反応度印加の観点で最も厳しく、原子炉隔離によって炉心からの発生蒸気が全て原子炉格納容器に流入する主蒸気隔離弁の誤閉止を選定）を起因事象とし、原子炉圧力上昇による反応度印加に伴う出力増加の観点で厳しくなる「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）+原子炉停止失敗」である。</p> <p>本重要事故シーケンスでは、炉心における核分裂出力、出力分布変化、反応度フィードバック効果（ボイド・ドブプラ/ボロン）、崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移、沸騰・ボイド率変化及び気液熱非平衡、原子炉圧力容器における冷却材流量変化、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）及びほう酸</p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、運転手順上は35℃以上でサブプレッション・プール冷却を実施するが、解析上は49℃以上で実施する。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>びに原子炉格納容器におけるサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント動特性解析コードREDY、単チャンネル熱水力解析コードSCATにより中性子束、平均表面熱流束、燃料被覆管温度、炉心流量、原子炉圧力、原子炉水位、<u>サプレッション・チェンバ・プール水温</u>、格納容器圧力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2.5.2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、主蒸気隔離弁の誤閉止が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能等の喪失に対する仮定</p> <p>1) 原子炉停止機能喪失として原子炉スクラム失敗を仮定する。</p> <p>2) 手動での原子炉スクラムを実施できないものと仮定する。</p> <p>3) 代替制御棒挿入機能は保守的に作動しないものと仮定する。</p> <p>(c) 評価対象とする炉心の状態</p> <p>評価対象とする炉心の状態は、平衡炉心のサイクル末期とする。これは、本評価では、サイクル末期の方がサイクル初期に比べて動的ボイド係数の絶対値が大きいためボイド反応度印加割合が大きく、保守的な評価となることを考慮してサイクル末期として設定したものである。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.5.1)</p> <p>(d) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できるものとする。外部電源がある場</p>	<p>水の拡散並びに格納容器におけるサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント動特性解析コードREDY及び単チャンネル熱水力解析コードSCATにより中性子束、平均表面熱流束、燃料被覆管温度、炉心流量、原子炉圧力、原子炉水位、サプレッション・プール水温度、格納容器圧力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2.5-2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、主蒸気隔離弁の誤閉止が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能等の喪失に対する仮定</p> <p>i) 原子炉停止機能喪失として原子炉スクラム失敗を仮定する。</p> <p>ii) 手動での原子炉スクラムを実施できないものと仮定する。</p> <p>iii) 代替制御棒挿入機能は保守的に作動しないものと仮定する。</p> <p>(c) 評価対象とする炉心の状態</p> <p>評価対象とする炉心の状態は、平衡炉心のサイクル末期とする。これは、本評価では、サイクル末期の方がサイクル初期に比べて動的ボイド係数の絶対値が大きいためボイド反応度印加割合が大きく、保守的な評価となることを考慮してサイクル末期として設定したものである。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.5.1)</p> <p>(d) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できるものとする。外部電源がある場</p>	<p>水の拡散並びに原子炉格納容器におけるサプレッション・プール冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント動特性解析コードREDY及び単チャンネル熱水力解析コードSCATにより中性子束、平均表面熱流束、燃料被覆管温度、炉心流量、原子炉圧力、原子炉水位、<u>サプレッション・プール水温度</u>、格納容器圧力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2.5.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、主蒸気隔離弁の誤閉止が発生するものとする。</p> <p>(b) 安全機能等の喪失に対する仮定</p> <p>i) 原子炉停止機能喪失として原子炉スクラム失敗を仮定する。</p> <p>ii) 手動での原子炉スクラムを実施できないものと仮定する。</p> <p>iii) 代替制御棒挿入機能は保守的に作動しないものと仮定する。</p> <p>(c) 評価対象とする炉心の状態</p> <p>評価対象とする炉心の状態は、<u>9×9燃料(A型)及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心のサイクル末期</u>とする。これは、本評価では、サイクル末期の方がサイクル初期に比べて動的ボイド係数の絶対値が大きいためボイド反応度印加割合が大きく、保守的な評価となることを考慮してサイクル末期として設定したものである。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.5.1, 2.5.2)</p> <p>(d) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できるものとする。外部電源がある場</p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>島根2号炉は、MOX適用プラントであることから、炉心状態としてMOX燃料を装荷した平衡炉心サイクルを想定。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、最も短い時間として設計値の下限である3秒とする。</p> <p>(b) 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能 代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能は、原子炉圧力高(7.48MPa[gage])又は原子炉水位低(レベル3)信号により再循環ポンプ4台がトリップし、原子炉水位低(レベル2)信号により残り再循環ポンプ6台がトリップするものとする。なお、4台以上の再循環ポンプがトリップした際に残りの再循環ポンプの回転速度を5%/秒で速やかに低下させる高速ランバック機能については、<u>保守的に使用できないものと仮定する。</u></p> <p>また、再循環ポンプが2台以上トリップしている状態で運転点が運転特性図上の高出力-低炉心流量領域に入った場合に作動する選択制御棒挿入についても作動しないものと仮定する。</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、逃がし安全弁(18個)は、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>合、事象発生と同時に給水・復水系及び再循環系ポンプがトリップしないことにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、最も短い時間として設計値の下限である3秒とする。</p> <p>(b) <u>ATWS緩和設備(代替再循環系ポンプトリップ機能)</u> <u>ATWS緩和設備(代替再循環系ポンプトリップ機能)</u>は、原子炉圧力高(7.39MPa[gage])又は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台が全てトリップするものとする。</p> <p>また、再循環系ポンプが1台以上トリップしている状態で運転点が運転特性図上の高出力-低炉心流量領域に入った場合に作動する選択制御棒挿入についても作動しないものと仮定する。</p> <p>(c) 逃がし安全弁 <u>原子炉圧力が低めに維持される方が、原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなり、原子炉水位が高めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となる。</u> <u>このため、原子炉圧力が低めに維持される逃がし安全弁(逃がし弁機能)にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、逃がし安全弁(18個)は、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。</u></p>	<p>合、事象発生と同時に給水・復水系及び再循環ポンプがトリップしないことにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなる。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間 主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、最も短い時間として設計値の下限である3秒とする。</p> <p>(b) <u>代替原子炉再循環ポンプトリップ機能</u> <u>代替原子炉再循環ポンプトリップ機能は、原子炉圧力高(7.41MPa[gage])又は原子炉水位低(レベル2)信号により再循環ポンプが2台が全てトリップするものとする。</u></p> <p>また、原子炉再循環ポンプが1台以上トリップしている状態で運転点が運転特性図上の高出力-低炉心流量領域に入った場合に作動する選択制御棒挿入についても作動しないものと仮定する。</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、逃がし安全弁(12個)は、容量として、1個あたり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。</p>	<p>・記載方針の相違 【柏崎6/7】 東海第二と島根2号炉は、給水加熱喪失による影響も考慮して給水・復水系も記載。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 島根2号炉は逃がし弁機能を使用しており、他シーケンスでも同様だが、東海第二は他シーケンスで安全弁機能を使用しているため、逃がし弁機能を使用する理由を記載。</p> <p>・設備設計の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(d) <u>電動駆動給水ポンプ</u> 主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後、<u>電動駆動給水ポンプ</u>が自動起動するものとする。また、復水器ホットウェル水位の低下により<u>電動駆動給水ポンプ</u>がトリップするものとする。</p> <p>(e) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低（レベル2）又は<u>ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）</u>で自動起動し、<u>182m³/h（8.12～1.03MPa[dif]）</u>においての流量で給水するものとする。</p> <p>(f) <u>高圧炉心注水系</u> 高圧炉心注水系は原子炉水位低（レベル1.5）又は<u>ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）</u>で自動起動し、<u>182～727m³/h（8.12～0.69MPa[dif]）</u>においての流量で給水するものとする。</p> <p>(g) ほう酸水注入系 ほう酸水注入系は原子炉スクラムの失敗を確認後、10分間が経過した時点で手動起動し、<u>190L/min</u>の流量及びほう酸濃度13.4wt%で注入するものとする。</p>	<p>(d) <u>電動駆動給水ポンプ</u> 主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後、<u>電動駆動給水ポンプ</u>が自動起動するものとする。また、復水器ホットウェル水位の低下により<u>電動駆動給水ポンプ</u>がトリップするものとする。</p> <p>(e) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系は<u>原子炉水位異常低下（レベル2）</u>で自動起動し、<u>136.7m³/h（原子炉圧力7.86MPa[gage]～1.04MPa[gage]）</u>においての流量で給水するものとする。 <u>また、サブプレッション・プール水温度が原子炉隔離時冷却系の高温耐性（116℃）に余裕を考慮した温度である106℃に到達した時点で停止するものとする。</u></p> <p>(f) 高圧炉心スプレイ系 高圧炉心スプレイ系は原子炉水位異常低下（レベル2）又は<u>ドライウェル圧力高（13.7kPa[gage]）</u>で自動起動し、<u>145m³/h～1,506m³/h（8.30MPa[dif]～0MPa[dif]）</u>においての流量で給水するものとする。 <u>注水流量は、炉心に冷水が大量に注水され、原子炉水位が高めに維持される方が原子炉出力の観点で厳しい設定となることから、ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量特性を設定している。</u></p> <p>(g) ほう酸水注入系 ほう酸水注入系は<u>事象発生から6分後に手動起動し、163L/min</u>の流量及びほう酸濃度13.4wt%で注入するものとする。</p>	<p>(d) <u>電動機駆動給水ポンプ</u> 主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後、<u>電動機駆動給水ポンプ</u>が自動起動するものとする。また、復水器ホットウェル水位の低下により<u>電動機駆動給水ポンプ</u>がトリップするものとする。</p> <p>(e) 原子炉隔離時冷却系 原子炉隔離時冷却系は<u>原子炉水位低（レベル2）</u>で自動起動し、<u>91m³/h（8.21～0.74MPa[dif]）</u>においての流量で給水するものとする。 <u>なお、サブプレッション・プール水温度100℃到達後は原子炉隔離時冷却系を停止し、高圧炉心スプレイ系にて原子炉水位を維持するものとする。</u></p> <p>(f) <u>高圧炉心スプレイ系</u> 高圧炉心スプレイ系は原子炉水位低（レベル1H）又は<u>格納容器圧力高（13.7kPa[gage]）</u>で自動起動し、<u>318～1,050m³/h（8.14～1.38MPa[dif]）</u>においての流量で給水するものとする。</p> <p>(g) ほう酸水注入系 ほう酸水注入系は<u>原子炉スクラムの失敗を確認後、10分間</u>が経過した時点で手動起動し、<u>162L/分</u>の流量及びほう酸濃度13.4wt%で注入するものとする。</p>	<p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ・設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、サブプレッション・プール水温度100℃到達まで機能維持できることを確認しており、100℃到達で停止する。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、注水特性は設計値を設定。 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、操作余裕時間を考慮して10分を設定。 ・設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(h) 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)</p> <p>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>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) 自動減圧系の自動起動阻止操作</p> <p>原子炉が停止できない場合にドライウェル圧力高 (13.7kPa[gage]) 及び原子炉水位低 (レベル1) によって自動減圧系の自動起動信号が発信されることを阻止するため、自動減圧系の自動起動阻止を手順に定めている。本評価では運転員による自動減圧系の自動起動を阻止する操作を期待する。</p> <p>(添付資料 2.5.2)</p> <p>(b) ほう酸水注入系及び残留熱除去系 (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</p> <p>本評価では、ほう酸水注入系は原子炉スクラムの失敗を確認後、10 分間が経過した時点で手動起動することとしている。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) は、サブプレッション・チェンバのプール水の平均温度が 49℃に到達することをもって実施することとしており、サブプレッション・チェンバ・プール水温が 49℃に到達した時点から、10 分間が経過した時点で残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード) を手動起動することとしている。</p>	<p>(h) 残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系)</p> <p>伝熱容量は、熱交換器 1 基当たり約 53MW (サブプレッション・プール水温度 100℃、海水温度 27.2℃において) とする。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 自動減圧系等の起動阻止操作</p> <p>原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止操作に要する時間を考慮して、事象発生 4 分後に自動減圧系等の起動阻止操作を実施する。</p> <p>(添付資料 2.5.2)</p> <p>(b) ほう酸水注入系の起動操作</p> <p>自動減圧系等の起動阻止操作が完了する事象発生 4 分後からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して、事象発生から 6 分後にほう酸水注入系の起動操作を実施する。</p> <p>(c) 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操作</p> <p>事象発生 約 1 分後にドライウェル圧力高信号が発信してから 10 分間は低圧注水モード優先のインターロックがあることから、これに操作に要する時間を考慮して、事象発生 17 分後に残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱操作を実施する。</p>	<p>(h) 残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード)</p> <p>伝熱容量は、熱交換器 1 基あたり約 9MW (サブプレッション・プール水温度 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</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) 自動減圧系等の起動阻止操作</p> <p>原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止操作に要する時間を考慮して、事象発生 6 分後に自動減圧系等の起動阻止操作を実施する。</p> <p>(添付資料 2.5.3)</p> <p>(b) ほう酸水注入系の起動操作</p> <p>本評価では、ほう酸水注入系は原子炉スクラムの失敗を確認後、10分間が経過した時点で手動起動することとしている。</p> <p>(c) 残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) による原子炉格納容器除熱操作</p> <p>事象発生 約 80 秒後に格納容器圧力高信号が発信してから 240 秒間は低圧注水モード優先のインターロックがあることから、これに操作に要する時間を考慮して、事象発生 11.6 分後に残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード) による原子炉格納容器除熱操作を実施する。</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 伝熱容量の相違。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、手順に従い ADS の自動起動を阻止。 【東海第二】 起動阻止操作を実施する運転員の確認項目が異なっているため、プラント状況判断時間が異なる。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、操作余裕時間を考慮して設定。</p> <p>・解析結果の相違 【東海第二】 ・設備設計の相違 【東海第二】 ・解析条件の相違 【東海第二】 L P C I 優先のインタ</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シナリオにおける中性子束、平均表面熱流束、炉心流量、原子炉蒸気流量、給水流量、原子炉隔離時冷却系流量、<u>高圧炉心注水系流量</u>、原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）^{※1}、逃がし安全弁の流量、炉心平均ボイド率、燃料被覆管温度、熱伝達係数及びクオリティの推移を第2.5.6図から第2.5.20図に、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温度及び格納容器圧力の推移を第2.5.21図に示す。</u></p> <p>※1 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、シュラウド外の水位を示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>主蒸気隔離弁の誤閉止の発生後、主蒸気隔離弁閉信号が発生するものの、この信号による原子炉スクラムに失敗する。主蒸気隔離弁が閉止されると原子炉圧力が上昇し、これによるボイドの減少によって正の反応度が印加され、中性子束が増加するとともに平均表面熱流束が上昇し、これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため、燃料被覆管の温度が一時的に約730℃まで上昇する。<u>約2秒後に原子炉圧力高信号で代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能により再循環ポンプ4台がトリップする。</u>なお、本評価では保守的に期待していない代替制御棒挿入機能は、本来この原子炉圧力高信号（<u>7.48MPa[gage]</u>）で作動する。</p> <p>主蒸気隔離弁の閉止により、タービン駆動給水ポンプはトリップするが、<u>電動駆動給水ポンプが自動起動して給水が継続される。</u>炉心流量の低下に伴い中性子束及び平均表面熱流束も低下するが、<u>再循環ポンプの回転速度が最低となり、炉心流量が安定した後は徐々に出力が増加する。</u>こ</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シナリオにおける中性子束、平均表面熱流束、炉心流量、原子炉蒸気流量、給水流量、原子炉隔離時冷却系流量、高圧炉心スプレイ系流量、原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）^{※1}、逃がし安全弁の流量、炉心平均ボイド率、燃料被覆管温度、熱伝達係数及びクオリティの推移を第2.5-4図から第2.5-18図に、サブプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移を第2.5-19図に示す。</p> <p>※1 非常用炉心冷却系の起動信号となる<u>原子炉水位（広帯域）</u>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<u>原子炉水位（広帯域）及び原子炉水位（狭帯域）</u>の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド外の水位を示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>主蒸気隔離弁の誤閉止の発生後、主蒸気隔離弁閉信号が発生するものの、この信号による原子炉スクラムに失敗する。主蒸気隔離弁が閉止されると原子炉圧力が上昇し、これによるボイドの減少によって正の反応度が印加され、中性子束が増加するとともに平均表面熱流束が上昇し、これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため、燃料被覆管の温度が一時的に約872℃まで上昇する。<u>約2秒後に原子炉圧力高信号でATWS緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）により再循環系ポンプが2台全てトリップする。</u>なお、本評価では保守的に期待していない代替制御棒挿入機能は、本来この原子炉圧力高信号（<u>7.39MPa[gage]</u>）で作動する。</p> <p>主蒸気隔離弁の閉止により、タービン駆動給水ポンプはトリップするが、<u>電動駆動給水ポンプが自動起動して給水が継続される。</u>炉心流量の低下に伴い中性子束及び平均表面熱流束も低下するが、炉心流量が安定した後は徐々に出力が増加する。これは、主蒸気が遮断されて給水加熱喪失</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本重要事故シナリオにおける中性子束、平均表面熱流束、炉心流量、原子炉蒸気流量、給水流量、原子炉隔離時冷却系流量、<u>高圧炉心スプレイ系流量</u>、原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）^{※1}、逃がし安全弁の流量、炉心平均ボイド率、燃料被覆管温度、熱伝達係数及びクオリティの推移を第2.5.2-1(1)図から第2.5.2-1(15)図に、<u>サブプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移を第2.5.2-1(16)図に示す。</u></p> <p>※1 非常用炉心冷却系等の起動信号となる<u>原子炉水位計（広帯域）</u>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<u>原子炉水位計（広帯域・狭帯域）</u>の水位は、シュラウド外の水位であることから、シュラウド外の水位を示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>主蒸気隔離弁の誤閉止の発生後、主蒸気隔離弁閉信号が発生するものの、この信号による原子炉スクラムに失敗する。主蒸気隔離弁が閉止されると原子炉圧力が上昇し、これによるボイドの減少によって正の反応度が印加され、中性子束が増加するとともに平均表面熱流束が上昇し、これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため、燃料被覆管の温度が一時的に約818℃まで上昇する。<u>約2.5秒後に原子炉圧力高信号で代替原子炉再循環ポンプトリップ機能により再循環ポンプ2台全てがトリップする。</u>なお、本評価では保守的に期待していない代替制御棒挿入機能は、本来この原子炉圧力高信号（<u>7.41MPa[gage]</u>）で作動する。</p> <p>主蒸気隔離弁の閉止により、タービン駆動給水ポンプはトリップするが、<u>電動機駆動給水ポンプが自動起動して給水が継続される。</u>炉心流量の低下に伴い中性子束及び平均表面熱流束も低下するが、炉心流量が安定した後は徐々に出力が増加する。これは、主蒸気が遮断されて給水加熱喪失</p>	<p>一ロック継続時間の相違により操作余裕時間が異なる。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>これは、<u>主蒸気が遮断されて給水加熱喪失状態となるため、給水温度が低下して炉心入口サブクール度が増加するためである。</u>これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため、燃料被覆管の温度が一時的に<u>約1060℃</u>まで上昇する。</p> <p>逃がし安全弁の逃がし弁機能の作動により主蒸気がサブプレッション・チェンバへ流入するため、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水位が上昇し、事象発生から約24秒後に高圧炉心注水系の水源が復水貯蔵槽からサブプレッション・チェンバのプール水へと自動で切り替わる。</u>あわせて格納容器圧力も上昇するため、<u>事象発生から約34秒後にドライウエル圧力高信号(13.7kPa[gage])によって原子炉隔離時冷却系の水源がサブプレッション・チェンバのプール水へと自動で切り替わるとともに、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系及び低圧注水系が起動する。</u>サブプレッション・チェンバ・プール水温も上昇し、<u>事象発生から約43秒後にサブプレッション・チェンバ・プール水温が49℃に到達し、その後も上昇傾向が継続する。</u></p> <p>事象発生から約173秒後に復水器ホットウエルの水位低下により<u>電動駆動給水ポンプがトリップするため、原子炉水位が低下し、事象発生から約191秒後に原子炉水位低(レベル2)信号で代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能によって残り6台の再循環ポンプがトリップする。</u>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水が継続しているため、炉心は冠水維持される。</p> <p>事象発生から約11分後(原子炉スクラムの失敗確認から10分後)、手動操作によりほう酸水注入系による炉心へ</p>	<p>状態となるため、給水温度が低下して炉心入口サブクール度が増加するためである。これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため、燃料被覆管の温度が一時的に<u>約839℃</u>まで上昇する。</p> <p>逃がし安全弁の逃がし弁機能の作動により主蒸気がサブプレッション・チェンバへ流入するため、格納容器圧力が上昇し、<u>事象発生から約57秒後にドライウエル圧力高信号(13.7kPa[gage])によって高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)が起動する。</u>サブプレッション・プール水温度も上昇し、<u>事象発生から約85秒後にサブプレッション・プール水温度が49℃に到達し、その後も上昇傾向が継続する。</u></p> <p>事象発生から約131秒後に復水器ホットウエルの水位低下により給水・復水系のポンプがトリップするため、原子炉水位が低下し、<u>事象発生から約153秒後に原子炉水位異常低下(レベル2)信号で原子炉隔離時冷却系が起動する。</u>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水が継続しているため、炉心冷却は維持される。</p> <p>事象発生から6分後、手動操作によりほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入を開始する。</p>	<p>失状態となるため、給水温度が低下して炉心入口サブクール度が増加するためである。これに伴い燃料被覆管表面で沸騰遷移が生じるため、燃料被覆管の温度が一時的に<u>約598℃</u>まで上昇する。</p> <p>逃がし安全弁の逃がし弁機能の作動により主蒸気がサブプレッション・チェンバへ流入するため、<u>格納容器圧力が上昇し、事象発生から約80秒後に格納容器圧力高信号(13.7kPa[gage])により高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水モード)が起動する。</u>サブプレッション・プール水温度も上昇し、<u>事象発生から約96秒後にサブプレッション・プール水温度が49℃に到達し、その後も上昇傾向が継続する。</u></p> <p>事象発生から約230秒後に復水器ホットウエルの水位低下により給水・復水系のポンプがトリップするため、原子炉水位が低下し、<u>事象発生から約266秒後に原子炉水位低(レベル2)信号で原子炉隔離時冷却系が起動する。</u>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水が継続しているため、炉心冷却は維持される。</p> <p>その後は、<u>サブプレッション・プール水温度が100℃に到達した時点で原子炉隔離時冷却系を停止する。</u></p> <p>事象発生から11.6分後(原子炉スクラムの失敗確認から10分後)、手動操作によりほう酸水注入系による炉心へのほう</p>	<p>ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】 運用の相違【柏崎6/7】 <p>島根2号炉は復水貯蔵タンクを重大事故等対処設備として位置付けていないためサブプレッション・プールを水源としている。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】 設備設計の相違【柏崎6/7】 <p>ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】 設備設計の相違【柏崎6/7】 <p>ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違【柏崎6/7】 <p>島根2号炉は、サブプレッション・プール水温度100℃到達まで機能維持できることを確認しており、100℃到達で停止する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 解析条件の相違【東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>のほう酸水の注入を開始する。</p> <p>同時に (サブプレッションプール水温高到達から 10 分後) 残留熱除去系ポンプ 3 台によるサブプレッション・チェンバ・プール水冷却モードも手動起動する。ほう酸水の注入開始後、中性子束は徐々に減少し、臨界未満に至る。これに伴い、原子炉出力の上昇が抑制されるため、原子炉水位は上昇し、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の運転員操作により、原子炉水位低 (レベル 1.5) 以上に原子炉水位を維持する^{※2}とともに、サブプレッション・チェンバのプール水の冷却を維持する。</p> <p>※2 ほう酸水注入による原子炉出力の抑制は継続しているが、原子炉水位上昇により原子炉出力が上昇するおそれがあるため事故対応手順に基づき原子炉出力の上昇を抑制するために原子炉水位低 (レベル 1.5) 以上に原子炉水位を維持する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の温度は、第 2.5.11 図に示すとおり、給水加熱喪失の状態によって出力が増加し、沸騰遷移が生じる期間が最も厳しく、事象発生から約 176 秒で最高の約 1060℃に到達するが、1200℃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 2%以下であり、15%以下となる。</p> <p>原子炉圧力は、第 2.5.9 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 8.92MPa [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 9.22MPa [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>事象発生から 17 分後に残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) 2 台による格納容器除熱操作を開始する。ほう酸水の注入開始後、中性子束は徐々に減少し、臨界未満に至る。これに伴い、原子炉出力の上昇が抑制されるため、原子炉水位は上昇し、高圧炉心スプレイ系の運転員操作により、原子炉水位異常低下 (レベル 1) 近傍に原子炉水位を維持する^{※2}とともに、サブプレッション・プール冷却を維持する。</p> <p>※2 ほう酸水注入による原子炉出力の抑制は継続しているが、原子炉水位上昇により原子炉出力が上昇するおそれがあるため事故対応手順に基づき原子炉出力の上昇を抑制するために原子炉水位異常低下 (レベル 1) 近傍に原子炉水位を維持する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の温度は、第 2.5-10 図に示すとおり、主蒸気隔離弁閉止に伴い炉内のボイドが急減することで出力が増加し、沸騰遷移が生じる期間が最も厳しく、事象発生から約 13 秒で最高の約 872℃に到達するが、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 2.5-7 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 8.19MPa [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 8.49MPa [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>う酸水の注入を開始する。</p> <p>同時 (サブプレッション・プール水温度高から10分後) に残留熱除去ポンプ 2 台によるサブプレッション・プール水冷却モードも手動起動する。ほう酸水の注入開始後、中性子束は徐々に減少し、臨界未満に至る。これに伴い、原子炉出力の上昇が抑制されるため、原子炉水位は上昇し、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の運転員操作により、原子炉水位低 (レベル 1 H) 以上に原子炉水位を維持する^{※2}とともに、サブプレッション・プール水の冷却を維持する。</p> <p>※2 ほう酸水注入による原子炉出力の抑制は継続しているが、原子炉水位上昇により原子炉出力が上昇するおそれがあるため事故対応手順に基づき原子炉出力の上昇を抑制するために原子炉水位低 (レベル 1 H) 以上に原子炉水位を維持する。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の温度は、第 2.5.2-1(6) 図に示すとおり、主蒸気隔離弁閉止に伴い炉内のボイドが急減することで出力が増加し、沸騰遷移が生じる期間が最も厳しく、事象発生から約 5 秒で最高の約 818℃に到達するが、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 2.5.2-1(4) 図に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、約 8.68MPa [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 8.98MPa [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>島根 2 号炉は、操作余裕時間を考慮して設定。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、ほう酸水注入開始と同時に実施。</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 原子炉水位調整時の目標水位の相違。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、燃料被覆管の温度は事象発生からリウエットするまでの期間が最も厳しいが、柏崎 6/7 は給水加熱喪失の状態によって出力が増加する期間が最も厳しい。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>また、ほう酸水注入系と残留熱除去系の起動後も、格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温は緩やかに上昇するが、それぞれ約0.19MPa[gage]、約113℃以下に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって中性子束は徐々に減少し、臨界未満に至る。その後は、原子炉水位及びサプレッション・チェンバのプール水の冷却を維持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2.5.3)</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>2.5.3 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>原子炉停止機能喪失では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能を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、<u>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、自動減圧系の自動起動阻止操作、ほう酸水注入系運転操作及び残留熱除去系(サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード)運転操作とする。</u></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>炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードでは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えるため、解析結果は燃料被覆管温度を高めに評価</p>	<p>また、ほう酸水注入系と残留熱除去系の起動後も、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は緩やかに上昇するが、それぞれ約0.20MPa [gage] 及び約115℃以下に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって中性子束は徐々に減少し、臨界未満に至る。その後は、原子炉水位及びサプレッション・プール冷却を維持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2.5.3)</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>2.5.3 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>原子炉停止機能喪失では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能を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、自動減圧系等の起動阻止操作、ほう酸水注入系の起動操作及び残留熱除去系(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>炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードでは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えるため、解析結果は燃料被覆管温度を高めに評価</p>	<p>また、ほう酸水注入系と残留熱除去系の起動後も、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度は緩やかに上昇するが、それぞれ約167kPa[gage]、約110℃以下に抑えられ、原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。</p> <p>ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入によって中性子束は徐々に減少し、臨界未満に至る。その後は、原子炉水位及びサプレッション・プール水の冷却を維持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2.5.4)</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>2.5.3 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>原子炉停止機能喪失では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能を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、自動減圧系等の起動阻止操作、ほう酸水注入系の起動操作及び残留熱除去系(サプレッション・プール水冷却モード)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、「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>炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コード(SCATコード)では保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えるため、解析結果は燃料被覆</p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・記載方針の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、事象発生から12時間までの操作に限らず、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作を抽出。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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るが、燃料被覆管温度をパラメータとして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内温度変化の不確かさとして、解析コードでは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため、解析結果は燃料被覆管温度を高めに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るが、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>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは保守的な熱伝達モデル等を採用しているため、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、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>炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件としてMCPRに関する燃料の許容設計限界（以下「SLMCPR」という。）で沸騰遷移が発生するよう設定しているため、解析結果は燃料被覆管温度を高めに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るが、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>原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードは保守的な<u>値を用いている</u>ため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早く、ボロン反応度印加割合が大きくなり臨界未満までの時間が早くなるが、ほう酸水の注入開始以降に実施する運転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2.5.4)</p>	<p>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るが、燃料被覆管温度をパラメータとして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内温度変化の不確かさとして、解析コードでは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため、解析結果は燃料被覆管温度を高めに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るが、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>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは保守的な熱伝達モデル等を採用しているため、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、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>炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件としてMCPRに関する燃料の許容設計限界（以下「SLMCPR」という。）で沸騰遷移が発生するよう設定しているため、解析結果は燃料被覆管温度を高めに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るが、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>原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードは保守的な<u>混合特性を用いる</u>ため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり、ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなるが、これらのパラメータの上昇が遅れる側であり、<u>関連する運転員等操作に与える影響は小さいことから、運転員等操作に与える影響はない。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.5.4)</p>	<p>管温度を高めに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るが、燃料被覆管温度をパラメータとして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内温度変化の不確かさとして、解析コードでは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高めに設定するため、解析結果は燃料被覆管温度を高めに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るが、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>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは保守的な熱伝達モデル等を採用しているため、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、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>炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件としてMCPRに関する燃料の許容設計限界（以下「SLMCPR」という。）で沸騰遷移が発生するよう設定しているため、解析結果は燃料被覆管温度を高めに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るが、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>原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードは保守的な<u>混合特性を用いる</u>ため、実際の炉心内におけるほう酸水の拡散は早くなり、<u>ボロン反応度の印加が早くなることで未臨界の達成時間が早くなることから、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度が低下傾向に転じる時間も早くなるが、これらのパラメータの上昇が遅れる側であること、またほう酸水の注入開始以降に実施する運転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。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.5.5)</p>	<p>備考</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、ほう酸水注入開始と同時に実施。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えることにより燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高め設定することにより燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは保守的な熱伝達モデル等により燃料被覆管温度を高め評価するため、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、燃料棒表面熱伝達についての更に保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しない場合の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件設定により燃料被覆管温度を高め評価する可能性があり、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードはほう酸水の拡散に関して保守的な値を用いているため、臨界未満までの時間を遅く評価し、<u>サプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力を高め</u>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 style="text-align: right;">(添付資料 2.5.4, 2.5.5)</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</p>	<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コードは保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えることにより燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高め設定することにより燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは保守的な熱伝達モデル等により燃料被覆管温度を高め評価するため、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、燃料棒表面熱伝達についての更に保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しない場合の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件設定により燃料被覆管温度を高め評価する可能性があり、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードはほう酸水の拡散に関して保守的な値を用いているため、臨界未満までの時間を遅く評価し、<u>サプレッション・プール水温及び格納容器圧力を高め</u>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 style="text-align: right;">(添付資料 2.5.4, 2.5.5)</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</p>	<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における出力分布変化の不確かさとして、解析コード(<u>SCATコード</u>)は保守的に中央ピークに基づく軸方向出力分布を代表的に与えることにより燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化の不確かさとして、解析コードは燃料ペレットと燃料被覆管間のギャップ熱伝達係数を高め設定することにより燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは保守的な熱伝達モデル等により燃料被覆管温度を高め評価するため、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価することから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、燃料棒表面熱伝達についての更に保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しない場合の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>炉心における沸騰遷移の不確かさとして、解析コードは沸騰遷移が生じやすい条件設定により燃料被覆管温度を高め評価する可能性があり、有効性評価解析でも燃料被覆管温度を高め評価する可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>原子炉圧力容器におけるほう酸水の拡散の不確かさとして、解析コードはほう酸水の拡散に関して保守的な値を用いているため、臨界未満までの時間を遅く評価し、<u>サプレッション・プール水温及び格納容器圧力を高め</u>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 style="text-align: right;">(添付資料 2.5.5, 2.5.6)</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</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>条件は、<u>第2.5.2表</u>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>初期条件の炉心流量は、解析条件の <u>52,200t/h</u> (定格流量 (100%)) に対して最確条件は定格流量の約 <u>91%~約110%</u> である。炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなり、事象進展に影響を与え、運転員等操作時間に影響を与える。よって、炉心流量が少ない場合 (定格流量の <u>90%</u>) の感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。</p> <p>初期条件の最小限界出力比は、解析条件の <u>1.22</u> に対して最確条件は <u>1.30 以上</u> であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、解析条件よりも大きくなるため、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、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>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の <u>44.0kW/m</u> に対して最確条件は約 <u>42kW/m 以下</u> であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことか</p>	<p>条件は、<u>第2.5-2表</u>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>初期条件の炉心流量は、解析条件の約 <u>41,060 t/h</u> (定格流量 (85%)) に対して最確条件は定格流量の約 <u>86%~約104%</u> である。炉心流量が大きい場合は相対的にボイド率が低くなるため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が小さくなり、原子炉出力の上昇が緩和されることで事象初期の運転員等操作時間に対する余裕は大きくなるが、事象発生の約 <u>2秒後</u> に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが2台全てトリップするため、この影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>初期条件の最小限界出力比は、解析条件の <u>1.24</u> (限界出力比指標*(1.00)) に対して最確条件は限界出力比指標で <u>0.98 以下</u> であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、<u>最小限界出力比は解析条件よりも大きくなる</u>ため、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、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>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の <u>44.0kW/m</u> に対して最確条件は約 <u>33kW/m~約41kW/m</u> であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作は</p>	<p>条件は、<u>第2.5.2-1表</u>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>初期条件の炉心流量は、解析条件の <u>35,600t/h</u> (定格流量 (100%)) に対して最確条件は定格流量の約 <u>85%~約104%</u> である。炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなり、事象進展に影響を与えるが、事象発生の約 <u>2.5秒後</u> に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが2台全てトリップするため、この影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお、炉心流量が少ない場合 (定格流量の <u>85%</u>) の感度解析を「(3)感度解析」にて実施する。</p> <p>初期条件の最小限界出力比は、解析条件の <u>1.25</u> に対して最確条件は <u>1.35 以上</u> であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、解析条件よりも大きくなるため、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、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>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の <u>44.0kW/m</u> に対して最確条件は約 <u>40.6kW/m 以下</u> であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、燃料被覆管温度の上昇は緩和されるが、燃料被覆管温度をパラメータとして操作開始の起点としている運転員等操作はないことか</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違【柏崎6/7, 東海第二】 ・実績値の相違【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。 ・解析条件の相違【東海第二】 解析条件の相違による不確かさ影響の相違。 ・解析条件の相違【柏崎6/7, 東海第二】 ・運用の相違【東海第二】 島根2号炉は、A型燃料及びB型燃料の最小限界出力比の運転上の制限が同じであるため限界出力比指標ではなく最小限界出力比を用いて炉心管理をしている。 ・実績値の相違【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。 ・実績値の相違【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>ら、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の核データ（動的ボイド係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の <u>1.25 倍</u> に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、動的ボイド係数の絶対値が小さくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、これによるプラント挙動への影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは、本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが、動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組み合わせとした場合においても、プラント挙動への影響は小さいことを確認している（「<u>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</u>」）。</p> <p>初期条件の核データ（動的ドップラ係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の <u>0.9 倍</u> に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、動的ドップラ係数の絶対値が大きくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、これによるプラント挙動への影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては、核データ（動的ボイド係数）に記載のとおりプラント挙動への影響は小さいことを確認している（「<u>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</u>」）。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部</u>、<u>格納</u></p>	<p>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>初期条件の核データ（動的ボイド係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の <u>1.25 倍</u> に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、動的ボイド係数の絶対値が小さくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、これによるプラント挙動への影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは、本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが、動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組み合わせとした場合においても、プラント挙動への影響は小さいことを確認している（「<u>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</u>」）。</p> <p>初期条件の核データ（動的ドップラ係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の <u>0.9 倍</u> に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、動的ドップラ係数の絶対値が大きくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、これによるプラント挙動への影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては、核データ（動的ボイド係数）に記載のとおりプラント挙動への影響は小さいことを確認している（「<u>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</u>」）。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器体積（サプレッション・チェンバ）の空間部及び液</u></p>	<p>ら、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の核データ（動的ボイド係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の <u>1.25×1.02 倍</u> に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、動的ボイド係数の絶対値が小さくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、これによるプラント挙動への影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボイド係数の保守因子の大きさは、本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが、動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組み合わせとした場合においても、プラント挙動への影響は小さいことを確認している（「<u>沸騰水型原子力発電所 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(REDY)について</u>」、<u>日立GEニュークリア・エナジー株式会社, HLR-121, 東芝エネルギーシステムズ株式会社, TLR-092, 平成30年5月</u>）。</p> <p>初期条件の核データ（動的ドップラ係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の <u>0.9×0.99 倍</u> に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、動的ドップラ係数の絶対値が大きくなるため燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、これによるプラント挙動への影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては、核データ（動的ボイド係数）に記載のとおりプラント挙動への影響は小さいことを確認している（「<u>沸騰水型原子力発電所 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(REDY)について</u>」、<u>日立GEニュークリア・エナジー株式会社, HLR-121, 東芝エネルギーシステムズ株式会社, TLR-092, 平成30年5月</u>）。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器圧力並びにサプレッション・プール水温度</u>は、ゆら</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、MOX適用プラントであるためPu同位体の組成変動を考慮。 ・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、MOX適用プラントであるためPu同位体の組成変動を考慮。 ・整理方針の相違 【柏崎6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温は、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、また、電動駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温の上昇の観点で厳しくなるよう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>機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、解析条件の3秒に対して最確条件は<u>3秒以上4.5秒以下</u>であり、解析条件の不確かさとして、解析条件で設定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなるが、<u>事象発生からごく短時間での動作であることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.5.4)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の炉心流量は、解析条件の<u>52,200t/h</u> (定格流量 (100%)) に対して最確条件は定格流量の約<u>91%~約</u></p>	<p>相部、格納容器圧力並びにサプレッション・プール水温は、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系ポンプがトリップせず、また、電動駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温の上昇の観点で厳しくなるよう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>機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、解析条件の3秒に対して最確条件は<u>3秒以上4.5秒以下</u>であり、解析条件の不確かさとして、解析条件で設定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり、原子炉出力の上昇が緩和されることで事象初期の運転員等操作時間に対する余裕は大きくなるが、事象発生約2秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが2台全てトリップするため、この影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>※ <u>限界出力比指標は、運転管理に用いる指標であり、最小限界出力比の運転上の制限を実際の最小限界出力比で除したものであり、この値が1以下であれば最小限界出力比は運転上の制限を下回らない。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.5.4, 2.5.6)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の炉心流量は、解析条件の約<u>41,060 t/h</u> (定格流量 (85%)) に対して最確条件は定格流量の約<u>86%</u></p>	<p>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、また、電動機駆動給水ポンプによる原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温の上昇の観点で厳しくなるよう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>機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、解析条件の3秒に対して最確条件は<u>3秒以上5秒以下</u>であり、解析条件の不確かさとして、解析条件で設定している主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり、<u>原子炉出力の上昇が緩和されることで事象初期の運転員等操作時間に対する余裕は大きくなるが、事象発生約2.5秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが2台全てトリップするため、この影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.5.5)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響 初期条件の炉心流量は、解析条件の<u>35,600t/h</u> (定格流量 (100%)) に対して最確条件は定格流量の約<u>85%~</u></p>	<p>島根2号炉は、格納容器体積の空間部及び液相部の解析条件と最確条件が同様であるため、ゆらぎを考慮していない。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、A型燃料及びB型燃料の最小限界出力比の運転上の制限が同じであるため限界出力比指標ではなく最小限界出力比を用いて炉心管理をしている。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>110%である。炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなる等により、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、炉心流量が少ない場合(定格流量の90%)の感度解析を「(3)感度解析」にて実施する。</p> <p>初期条件の最小限界出力比は、解析条件の1.22に対して最確条件は1.30以上であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、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、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>初期条件の核データ(動的ボイド係数)は、解析条件の平衡サイクル末期の値の1.25倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、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が、その影響は小さい。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボ</p>	<p>～約104%である。炉心流量が大きい場合は相対的にボイド率が低くなるため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が小さくなり、原子炉出力の上昇が小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなるが、事象発生の際約2秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが2台全てトリップするため、この影響は小さい。</p> <p>初期条件の最小限界出力比は、解析条件の1.24(限界出力比指標*(1.00))に対して最確条件は限界出力比指標で0.98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、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、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>初期条件の核データ(動的ボイド係数)は、解析条件の平衡サイクル末期の値の1.25倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、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が、その影響は小さい。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している動的ボ</p>	<p>約104%である。炉心流量が少ない場合は相対的にボイド率が高くなるため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなる等により、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、事象発生の際約2.5秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが2台全てトリップするため、この影響は小さい。なお、炉心流量が少ない場合(定格流量の85%)の感度解析を「(3)感度解析」にて実施する。</p> <p>初期条件の最小限界出力比は、解析条件の1.25に対して最確条件は1.35以上であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、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40.6kW/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、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>初期条件の核データ(動的ボイド係数)は、解析条件の平衡サイクル末期の値の1.25×1.02倍に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、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が、その影響は小さい。なお、解析コードの不確かさ等を考慮して設定している</p>	<ul style="list-style-type: none"> 実績値の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。 解析条件の相違 【東海第二】 解析条件の相違による不確かさ影響の相違。 解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、A型燃料及びB型燃料の最小限界出力比の運転上の制限が同じであるため限界出力比指標ではなく最小限界出力比を用いて炉心管理をしている。 実績値の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。 実績値の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。 解析条件の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、MOX適用プラントであるためPu同位体の組成変動を考慮。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>イド係数の保守因子の大きさは、本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが、動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組み合わせとした場合においても、評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している（「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」）。</p> <p>初期条件の核データ（動的ドップラ係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の<u>0.9倍</u>に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、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。解析コードの不確かさを考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては、核データ（動的ボイド係数）に記載のとおり評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している（「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」）。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>格納容器容積（ウェットウェル）の空間部及び液相部</u>、<u>格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温</u>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、また、<u>電動駆動給水ポンプ</u>による原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温の上昇の観点で厳しくなるよう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</p>	<p>イド係数の保守因子の大きさは、本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが、動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組み合わせとした場合においても、評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している（「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」）。</p> <p>初期条件の核データ（動的ドップラ係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の<u>0.9倍</u>に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、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。解析コードの不確かさを考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては、核データ（動的ボイド係数）に記載のとおり評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している（「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」）。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<u>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</u>、<u>格納容器圧力並びにサプレッション・プール水温</u>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、また、<u>電動駆動給水ポンプ</u>による原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温の上昇の観点で厳しくなるよう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</p>	<p>動的ボイド係数の保守因子の大きさは、本重要事故シーケンスの事象進展に応じて変動し得るが、動的ボイド係数の保守因子の変動に動的ドップラ係数の保守因子の変動も考慮して厳しい組み合わせとした場合においても、評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している。</p> <p>初期条件の核データ（動的ドップラ係数）は、解析条件の平衡サイクル末期の値の<u>0.9×0.99倍</u>に対して最確条件は平衡サイクル初期から末期の値であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合、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。解析コードの不確かさを考慮して設定している動的ドップラ係数の保守因子に関しては、核データ（動的ボイド係数）に記載のとおり評価項目となるパラメータに対する影響は小さいことを確認している（「沸騰水型原子力発電所 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（REDY）について」、日立GEニュークリア・エナジー株式会社、HLR-121、東芝エネルギーシステムズ株式会社、TLR-092、平成30年5月）</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、格納容器圧力並びにサプレッション・プール水温は、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、また、<u>電動機駆動給水ポンプ</u>による原子炉圧力容器への低温の給水が継続することにより、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温の上昇の観点で厳しくなるよう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</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、MOX適用プラントであるためPu同位体の組成変動を考慮。</p> <p>・整理方針の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、格納容器体積の空間部及び液相部の解析条件と最確条件が同様であるため、ゆらぎを考慮していない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>場合は、<u>第2.5.22 図から第2.5.26 図</u>に示すとおり、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップし、<u>電動駆動給水ポンプ</u>による原子炉圧力容器への給水も行われず、原子炉出力が低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。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>機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、解析条件の3秒に対して最確条件は<u>3秒以上4.5秒以下</u>であり、解析条件の不確かさとして、主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり、初期の原子炉出力上昇が小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p style="text-align: center;"><u>(添付資料2.5.4, 2.5.6, 2.5.9)</u></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>操作条件の自動減圧系の<u>自動起動阻止操作</u>は、解析上の操作開始時間として<u>原子炉水位低(レベル1)到達後30秒以内</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>ほう酸水注入系の起動操作</u>、<u>制御棒の挿入操作</u>等他の事象収束のための操作を並行して行うため、<u>操作開始時間は変動し得るが、本操作が遅れないようにタイマー動作の警報が発報すること及び運転員は2名で対応することから、操作が遅れる可能性は低く、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</u></p>	<p>は、<u>第2.5-21 図から第2.5-25 図</u>に示すとおり、外部電源喪失と同時に再循環系ポンプがトリップし、<u>電動駆動給水ポンプ</u>による原子炉圧力容器への給水も行われず、原子炉出力が低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。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>機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、解析条件の3秒に対して最確条件は<u>3秒以上4.5秒以下</u>であり、解析条件の不確かさとして、主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり、初期の原子炉出力上昇が小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなるが、事象発生の約2秒後に原子炉圧力高信号により再循環系ポンプが2台全てトリップするため、この影響は小さい。</p> <p style="text-align: center;"><u>(添付資料2.5.4, 2.5.6, 2.5.7)</u></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>操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から<u>4分後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、自動減圧系のタイマーが作動した場合には本操作が遅れないように警報が発報し、この120秒後に逃がし安全弁が自動開放すること、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、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</p>	<p>は、<u>第2.5.2-1(17)図から第2.5.2-1(21)図</u>に示すとおり、外部電源喪失と同時に再循環ポンプがトリップし、<u>電動機駆動給水ポンプ</u>による原子炉圧力容器への給水も行われず、原子炉出力が低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。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>機器条件の主蒸気隔離弁の閉止に要する時間は、解析条件の3秒に対して最確条件は<u>3秒以上5秒以下</u>であり、解析条件の不確かさとして、主蒸気隔離弁の閉止時間を長くした場合、初期の原子炉圧力上昇により印加される反応度は小さくなり、初期の原子炉出力上昇が小さくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなるが、<u>事象発生の約2.5秒後に原子炉圧力高信号により再循環ポンプが2台全てトリップするため、この影響は小さい。</u></p> <p style="text-align: center;"><u>(添付資料2.5.2, 2.5.5, 2.5.7, 2.5.8)</u></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>操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から<u>6分後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、自動減圧系のタイマーが作動した場合には本操作が遅れないように警報が発報し、この120秒後に逃がし安全弁が自動開放すること、中央制御室の制御盤のスイッチによる簡易な操作であり不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、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</p>	<p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 起動阻止操作を実施する運転員の確認項目が異なっているため、プラント状況判断時間が異なる。 【柏崎6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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、<u>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</u>、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件のほう酸水注入系運転操作は、解析上の操作開始時間として原子炉スクラムの失敗を確認した後から10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、<u>状態把握の時間及び操作時間に余裕を含めて解析上は10分間を想定しているが、ほう酸水注入系の起動操作は、制御棒挿入失敗が確認され次第、再循環ポンプの停止及び自動減圧系の自動起動阻止操作後に速やかに実施する手順となっていること、また、本操作は中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから、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、原子炉圧力容器へのほう酸水注入系による注入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。</u>当該操作は、操作手順に変わりがなく、パラメータを起点としていない操作であることから、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさによる操作開始時間に与える影響はない。また、当該操作は、中央制御室で行う操作であり、他の操作と重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の残留熱除去系（<u>サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>）運転操作は、解析上の操作開始時間として<u>サプレッション・チェンバ・プール水温49℃到達後10分後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、ほう酸水注入系の起動操作、制御棒の挿入操作等他の事象収束のための操作を並行して行うことも踏まえて、<u>状況把握の時間及び操作時間に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</u></p>	<p>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、操作手順に変わりがなく、パラメータを起点としていない操作であることから、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、操作開始時間に与える影響はない。また、当該操作は、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、解析上の操作開始時間として<u>事象発生から6分後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、前段に実施する原子炉停止機能喪失の認知に係る確認時間及び自動減圧系等の起動阻止の操作時間並びにほう酸水注入系起動の操作時間は、時間余裕を含めて設定しており、また、本操作は中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから、操作が遅れる可能性は低く、<u>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。</u>当該操作は、操作手順に変わりがなく、パラメータを起点としていない操作であることから、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさによる操作開始時間に与える影響はない。また、当該操作は、中央制御室で行う操作であり、他の操作と重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の残留熱除去系（<u>サプレッション・プール冷却系</u>）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<u>事象発生から17分後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、サプレッション・プール水温度の上昇に伴い警報が発報し、また、中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから、操作が遅れる可能性は低く、<u>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。</u>当該操</p>	<p>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、<u>操作手順に変わりがなく、パラメータを起点としていない操作であることから、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、操作開始時間に与える影響はない。</u>また、当該操作は、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、解析上の操作開始時間として<u>原子炉スクラムの失敗を確認した後から10分後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、<u>前段に実施する原子炉停止機能喪失の認知に係る確認時間及び自動減圧系等の起動阻止の操作時間並びにほう酸水注入系起動の操作時間は、時間余裕を含めて設定しており、また、本操作は中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから、操作が遅れる可能性は低く、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、原子炉圧力容器へのほう酸水注入系による注水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。</u>当該操作は、操作手順に変わりがなく、パラメータを起点としていない操作であることから、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさによる操作開始時間に与える影響はない。また、当該操作は、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の残留熱除去系（<u>サプレッション・プール水冷却モード</u>）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<u>サプレッション・プール水温度49℃到達後10分後</u>を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、サプレッション・プール水温度の上昇に伴い警報が発報し、また、中央制御室内での簡易なスイッチ操作であることから、操作が遅れる可能性は低く、<u>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</u></p>	<p>島根2号炉は、手順に従いADSの自動起動を阻止。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載方針の相違 【柏崎6/7】 柏崎6/7は、原子炉水位低（レベル1）を起点としており、運転員操作が変動する可能性を記載。 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、操作余裕時間を考慮して10分を設定。 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、操作余裕時間を考慮しているため、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性がある。 ・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、ほう酸水注入開始と同時に実施。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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、操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.5.4)</p>	<p>作は、<u>操作手順に変わりがなく、パラメータを起点としていない操作であることから、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、操作開始時間に与える影響はない。</u>また、当該操作は、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.5.4)</p>	<p>員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、操作手順に変わりがなく、<u>パラメータを起点としている操作であることから、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。</u></p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.5.5)</p>	<p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、サブプレッション・プール水温度を起点としており、運転員操作が変動する可能性を記載。</p>
<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の自動減圧系の自動起動阻止操作は、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ない。</p> <p>操作条件のほう酸水注入系運転操作は、操作の不確かさが操作開始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り、その場合、格納容器圧力及び温度は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。なお、燃料被覆管温度は、ほう酸水注入系運転操作開始前に最大となることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>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 2.5.4)</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作は、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ない。</p> <p>操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、<u>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ない。</u></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）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。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.5.4)</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作は、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ない。</p> <p>操作条件のほう酸水注入系の起動操作は、<u>操作の不確かさが操作開始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り、その場合、格納容器圧力及び温度は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。</u></p> <p>なお、燃料被覆管温度は、ほう酸水注入系運転操作開始前に最大となることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却モード）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 style="text-align: right;">(添付資料 2.5.5)</p>	<p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、操作余裕時間を考慮して設定しているため、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性がある。</p>
<p>(3) 感度解析</p> <p>解析条件の不確かさとして、初期条件の炉心流量が少ない場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、本重要事故シーケンスにおいて炉心流量を定格流量の90%とした感度解析を行う。その結果、<u>第2.5.27図から第2.5.31図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約1080℃となり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す最高温度約1060℃に比べて上昇するものの、1200℃を下回っている。</u>燃料被覆管</p>	<p>(3) 感度解析</p>	<p>(3) 感度解析</p> <p><u>解析条件の不確かさとして、初期条件の炉心流量が少ない場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、本重要事故シーケンスにおいて炉心流量を定格流量の85%とした感度解析を行う。</u>その結果、<u>第2.5.2-1(22)図から第2.5.2-1(25)図に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約820℃となり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す最高温度約818℃に比べてわずかに上昇するものの、1,200℃を下</u></p>	<p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、炉心流量が少ない場合の感度解析を実施（東海第二では炉心流量85%をベースケースとしているため感</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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<u>3%以下</u>であり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す燃料被覆管厚さの<u>2%以下</u>に比べて上昇するものの、15%を下回っている。また、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は約 <u>9.12MPa[gage]</u>※³ であり、最高使用圧力の 1.2 倍 (10.34MPa[gage]) を下回っている。なお、その他の評価項目である、<u>燃料被覆管の酸化量、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及びサプレッション・チェンバ・プール水温</u>については、「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す最高値と同じである。</p> <p>解析コードにおける重要現象の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達が小さい場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しないことを仮定した場合の感度解析を行う。その結果、初期条件の炉心流量が定格流量の場合には、<u>第 2.5.32 図</u>に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約 <u>1150℃</u> であり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す最高温度約 <u>1060℃</u> に比べて上昇するものの、1200℃を下回っている。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<u>4%以下</u>であり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す燃料被覆管厚さの<u>2%以下</u>に比べて増加するものの、15%を下回っている。</p> <p>また、初期条件の炉心流量が少ない場合 (定格流量の <u>90%</u>) には、<u>第 2.5.33 図</u>に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約 <u>1180℃</u> であり、リウエットを考慮した場合における最高温度約 <u>1080℃</u> に比べて上昇するものの、1200℃を下回っている。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<u>5%以下</u>であり、リウエットを考慮した場合における燃料被覆管厚さの <u>3%以下</u> に比べて上昇するものの、15%を下回っている。</p> <p>※3 解析コードによる評価結果を示す。一方、「2.5.2(3)有効性評価の結果」では、原子炉圧力の最高値に原子炉圧力と原子炉圧力容器底部に加わる圧力との差 (高々約 0.3MPa) を加えた値を原子炉冷却材圧力バウンダリにか</p>	<p>解析コードにおける重要現象の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達が小さい場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しないことを仮定した場合の感度解析を行う。その結果、<u>第 2.5-20 図</u>に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約 <u>1,060℃</u> であり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す最高温度約 <u>872℃</u> に比べて上昇するものの、1,200℃を下回っている。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約 <u>2%以下</u> であり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す燃料被覆管厚さの 1%以下に比べて増加するものの、15%を下回っている。</p>	<p>回っている。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<u>1%以下</u>であり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す燃料被覆管厚さの <u>1%以下</u>と同様に15%を下回っている。また、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は約 <u>8.94MPa[gage]</u>※³ であり、最高使用圧力の 1.2 倍 (10.34MPa[gage]) を下回っている。なお、その他の評価項目である、<u>サプレッション・プール水温度及び原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力</u>はそれぞれ <u>111℃, 170kPa[gage]</u> となる。「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す温度及び圧力 <u>110℃, 167kPa[gage]</u> に比べわずかに上昇するものの、<u>限界温度、限界圧力を十分に下回る。</u></p> <p>解析コードにおける重要現象の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達が小さい場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、保守的な取扱いとして、リウエットを考慮しないことを仮定した場合の感度解析を行う。その結果、初期条件の炉心流量が定格流量の場合には、<u>第 2.5.2-1(26) 図</u>に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約 <u>1,080℃</u> であり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す最高温度約 <u>818℃</u> に比べて上昇するものの、1,200℃を下回っている。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 <u>3.1%以下</u> であり、「2.5.2(3)有効性評価の結果」で示す燃料被覆管厚さの <u>1%以下</u> に比べて増加するものの、15%を下回っている。</p> <p>また、初期条件の炉心流量が少ない場合 (定格流量の <u>85%</u>) には、<u>第 2.5.2-1(27) 図</u>に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約 <u>1,155℃</u> であり、リウエットを考慮した場合における最高温度約 <u>820℃</u> に比べて上昇するものの、1,200℃を下回っている。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 <u>4.3%以下</u> であり、リウエットを考慮した場合における燃料被覆管厚さの <u>1%以下</u> に比べて上昇するものの、15%を下回っている。</p> <p>※3 解析コードによる評価結果を示す。一方、「2.5.2(3)有効性評価の結果」では、原子炉圧力の最高値に原子炉圧力と原子炉圧力容器底部に加わる圧力との差 (高々約 0.3MPa) を加えた値を原子炉冷却材圧力バウンダリにか</p>	<p>度解析を実施していない)。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違【柏崎 6/7】 ・解析結果の相違【柏崎 6/7】 ・解析結果の相違【柏崎 6/7】 <p>・解析結果の相違【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違【柏崎 6/7】 ・解析結果の相違【柏崎 6/7】 ・解析結果の相違【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>かる圧力の最高値として示している。本感度解析の結果についても「2.5.2(3) 有効性評価の結果」と同様に原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を評価する場合、その最高値は、原子炉圧力の最高値(8.97MPa)に原子炉圧力と原子炉圧力容器底部に加わる圧力との差(高々約0.3MPa)を加えた値の<u>9.27MPa</u>となるが、この値は最高使用圧力の1.2倍(10.34MPa[gage])を下回っている。 (添付資料 2.5.5, 2.5.6)</p> <p>(4) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の自動減圧系の自動起動阻止操作については、<u>自動減圧系の自動起動阻止操作が行われなかった場合でも、自動減圧系の作動による原子炉減圧開始から低圧注水系による原子炉注水が開始されるまでには、低圧注水系による注水が可能で圧力に原子炉が減圧されるまで約160秒の時間があり、この間に自動起動阻止操作及び開放された逃がし安全弁の閉止操作を実施することで低圧注水系による原子炉注水を防止でき、実際にはこの間についても操作時間として確保できることから、時間余裕がある。</u></p> <p>運転状態の原子炉圧力(約7MPa)から逃がし安全弁8個で減圧する場合について、<u>同操作を実施している「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると、原子炉圧力(図2.1.6参照)は逃がし安全弁8個による減圧開始後約160秒で約2MPaまで低下している。このことから、自動減圧系の作動により逃がし安全弁8個による減圧が開始された場合であっても、減圧開始から約160秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を実施することで、低圧注水系による原子炉注水を防止できる。</u></p> <p>ほう酸水注入系運転操作は、手順上、事象発生直後に行う再循環ポンプの停止及び自動減圧系の自動起動阻止操作後に</p>	<p>(添付資料 2.5.5)</p> <p>(4) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作については、解析上、ドライウェル圧力高(13.7kPa [gage])及び原子炉水位異常低下(レベル1)の設定点に到達し自動減圧系のタイマーが作動するのは事象発生の約232秒後であり、仮に、自動減圧系等の起動阻止操作が遅れた場合には、この120秒後に逃がし安全弁(自動減圧機能)が自動開放する。操作が遅れて自動減圧系が作動した場合でも、原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系の注水開始圧力に低下するまでに本操作を実施し、自動開放した逃がし安全弁を閉止することで、原子炉減圧及び低圧炉心スプレイ系からの注水に伴う急激な原子炉水位上昇による正の反応度印加は防止できる。</p> <p>逃がし安全弁(自動減圧機能)7個にて原子炉減圧をする場合について、同じ操作を実施している「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると、減圧開始から約160秒で原子炉圧力が約2MPa [gage]まで低下している。よって、合計で解析上の操作開始時間である事象発生の4分後から約270秒程度の時間余裕がある。</p> <p>操作条件のほう酸水注入系の起動操作については、<u>操作開始時間が遅れた場合には未臨界達成タイミングが遅れること</u></p>	<p>(添付資料 2.5.6, 2.5.8)</p> <p>(4) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の自動減圧系等の起動阻止操作については、<u>解析上、格納容器圧力高(13.7kPa [gage])及び原子炉水位低(レベル1)の設定点に到達し自動減圧系等のタイマーが作動するのは事象発生の約7.9分後であり、仮に、自動減圧系等の起動阻止操作が遅れた場合には、この自動減圧系のタイマー作動後の120秒後に自動減圧機能付き逃がし安全弁が自動開放する。操作が遅れて自動減圧系が作動した場合でも、原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系の注水開始圧力に低下するまでに自動減圧系等の起動阻止操作を実施し、自動開放した逃がし安全弁を閉止することで、原子炉減圧及び低圧炉心スプレイ系等からの注水に伴う急激な原子炉水位上昇による正の反応度印加は防止できる。</u></p> <p>自動減圧機能付き逃がし安全弁6個で減圧する場合について、<u>同じ操作を実施している「2.1 高圧・低圧注水機能喪失」を参照すると、減圧開始から約130秒で約2MPa[gage]まで低下している。よって、合計で解析上の操作開始時間である事象発生の6分後から約6.1分程度の時間余裕がある。</u></p> <p>操作条件のほう酸水注入系の起動操作については、<u>手順上、事象発生直後に行う再循環ポンプの停止及び自動減圧系等の</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違【柏崎6/7】 ・記載方針の相違【柏崎6/7】 柏崎6/7は、減圧開始から注水までの操作時間余裕について記載(島根2号炉、東海第二は減圧開始前と注水までの操作時間余裕をそれぞれ記載)。 ・解析結果の相違【東海第二】 ・設備設計の相違【柏崎6/7、東海第二】 急速減圧に必要な逃がし安全弁操作個数の相違。 ・解析結果の相違【柏崎6/7、東海第二】

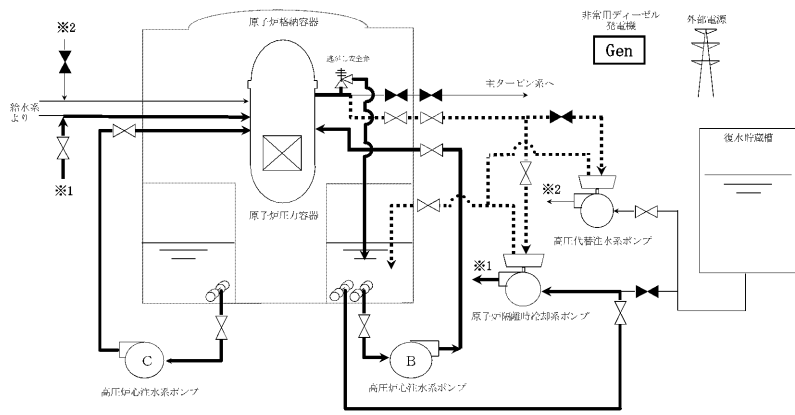
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>開始する操作としている。ほう酸水注入系の運転開始時間は、主にサプレッション・チェンバ・プール水温及び格納容器圧力に影響するが、事象発生から10分後に操作を開始した場合でも、格納容器圧力及び温度の最大値は原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度をそれぞれ下回るため、10分以上の操作時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）運転操作については、サプレッション・チェンバ・プール水温の高警報の発報から10分程度あり、操作時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料2.5.4, 2.5.10)</p> <p>(5) 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>で格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。操作開始時間が10分程度遅れる場合においても、格納容器圧力及びサプレッション・プール水温度の最高値はそれぞれ約0.20MPa [gage]、約115℃から上昇するが、これらのパラメータの上昇は緩やかであるため、格納容器の限界圧力0.62MPa [gage] 及び限界温度200℃に対して十分な余裕があることから時間余裕がある。</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）によるサプレッション・プール冷却操作については、操作が遅れた場合にはサプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。操作開始時間が遅れる場合においても、サプレッション・プール水温度の最高値は約115℃から上昇するが、サプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであるため、限界温度200℃に対して十分な余裕があることから時間余裕がある。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料2.5.4, 2.5.8)</p> <p>(5) 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>自動起動阻止操作後に開始する操作としている。ほう酸水注入系の運転開始時間は、主にサプレッション・プール水温度及び格納容器圧力に影響するが、事象発生から10分後に操作を開始した場合でも、格納容器圧力及び温度の最大値は原子炉格納容器の限界圧力及び限界温度をそれぞれ下回るため、10分以上の操作時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱については、操作が遅れた場合にはサプレッション・プール水温度の上昇が大きくなる。操作開始時間が遅れる場合においても、サプレッション・プール水温度の最高値は約110℃から上昇するが、サプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであるため、限界温度200℃に対して十分な余裕があることから時間余裕がある。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料2.5.5, 2.5.9, 2.5.10)</p> <p>(5) 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>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>記載表現は異なるが、ほう酸水注入系運転操作の開始時間の不確かさが格納容器圧力及び温度に与える影響が小さいことを説明しており、実質的な相違なし。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.5.4 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「原子炉停止機能喪失」において、<u>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、「2.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 12名</u>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<u>運転員、緊急時対策要員等の 72名</u>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「原子炉停止機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び<u>高圧炉心注水系</u>による原子炉注水については、<u>事象発生初期に復水貯蔵槽からサプレッション・チェンバ・プールに水源が切り替わった後は</u>、サプレッション・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。</p> <p>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応となる。</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、<u>号炉あたり約 753kL</u>の軽油が必要となる。<u>5号炉原子炉建屋内緊急時</u></p>	<p>2.5.4 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「原子炉停止機能喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>10名</u>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<u>災害対策要員(初動)の 39名</u>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「原子炉停止機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水については、サプレッション・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。</p> <p>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応となる。</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<u>これら</u>を最大負荷で運転した場合、<u>合計約 755.5kL</u>の軽油が必</p>	<p>2.5.4 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「原子炉停止機能喪失」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「2.5.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり <u>11名</u>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<u>緊急時対策要員の 45名</u>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「原子炉停止機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>原子炉隔離時冷却系及び<u>高圧炉心スプレイ系</u>による原子炉注水については、サプレッション・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、<u>7日間の注水継続実施が可能である</u>。</p> <p>なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応となる。</p> <p>b. 燃料</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定し、事象発生後7日間<u>非常用ディーゼル発電機等を最大負荷で運転した場合、運転継続に約700m³</u>の軽油が必要となる。<u>ディーゼル燃料貯蔵タン</u></p>	<p>備考</p> <p>・運用及び体制の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員11名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、サプレッション・チェンバが水源である。</p> <p>・設備設計の相違 【東海第二】 ・燃料評価結果の相違</p>

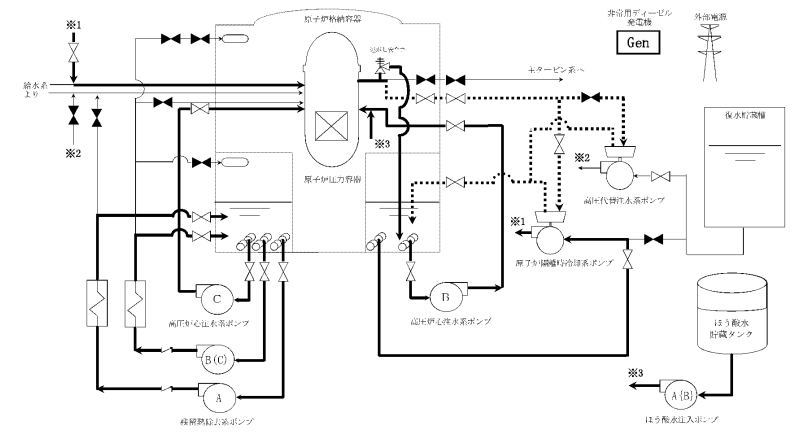
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約13kLの軽油が必要となる(6号及び7号炉合計約1,519kL)。</p> <p>6号及び7号炉の各軽油タンクにて約1,020kL(6号及び7号炉合計約2,040kL)の軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、非常用ディーゼル発電機による電源供給、5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備による電源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>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>(添付資料2.5.9)</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2.5.10)</p>	<p>クにて約730m³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による電源供給について、7日間の運転継続が可能である。</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8m³の軽油が必要となる。緊急時対策所用燃料地下タンクにて約45m³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2.5.13)</p> <p>c. 電源</p> <p>本重要事故シーケンスの評価では外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失して非常用ディーゼル発電機等による電源供給を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所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>【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、緊急時対策所用発電機用の燃料タンクを有している。また、モニタリングポストは非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備による電源供給が可能である。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は必要負荷に対して外部電源で電源供給を行う。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、モニタリングポストの電源は非常用交流電源設備又は常設代替交流電源設備の電源負荷に含まれる。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6／7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.5.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能を喪失し、反応度制御や原子炉水位の維持に失敗し、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「原子炉停止機能喪失」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冷却材再循環ポンプ・トリップ機能による炉心流量の低減、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブプレッション・チェンバ・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。また、重要事故シーケンスに対する有効性評価では使用できないものと仮定したものの、原子炉停止機能のバックアップとして代替制御棒挿入機能、手動での原子炉スクラムの手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止失敗」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、代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能による炉心流量の低減、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入、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）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>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>なお、解析条件の不確かさ等を考慮して感度解析を実施してお</p>	<p>2.5.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能を喪失し、反応度制御や原子炉水位の維持に失敗し、最終的に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「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策としてATWS緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）による格納容器除熱手段を整備している。また、重要事故シーケンスに対する有効性評価では使用できないものと仮定したものの、原子炉停止機能のバックアップとして代替制御棒挿入機能、手動での原子炉スクラムの手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止失敗」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、ATWS緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）による炉心流量の低減、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入、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。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>なお、解析条件の不確かさ等を考慮して感度解析を実施してお</p>	<p>2.5.5 結論</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、運転時の異常な過渡変化の発生後、原子炉停止機能を喪失し、反応度制御や原子炉水位の維持に失敗し、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「原子炉停止機能喪失」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原子炉再循環ポンプトリップ機能による炉心流量の低減、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入手段、安定状態に向けた対策として残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による原子炉格納容器除熱手段を整備している。また、重要事故シーケンスに対する有効性評価では使用できないものと仮定したものの、原子炉停止機能のバックアップとして代替制御棒挿入機能、手動での原子炉スクラムの手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止失敗」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、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能による炉心流量の低減、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の維持、ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水の注入、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）による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。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>なお、解析条件の不確かさ等を考慮して感度解析を実施してお</p>	

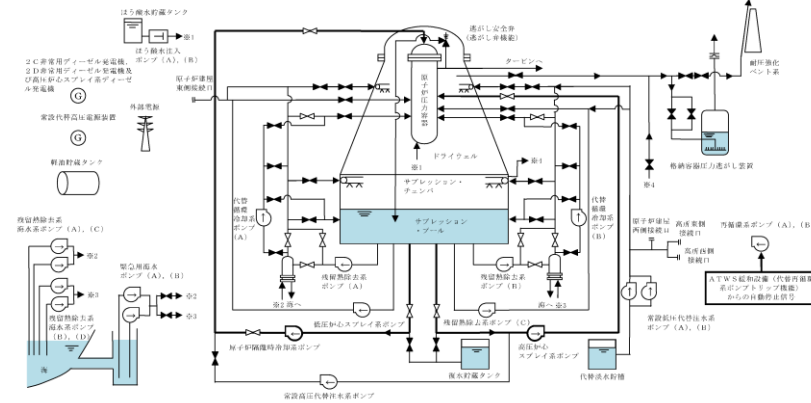
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>り、いずれの場合においても評価項目を満足することを確認している。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料2.5.6, 2.5.7, 2.5.8, 2.5.9)</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>運転員及び緊急時対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能</u>による炉心流量の低減、<u>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系</u>による原子炉水位の維持、<u>ほう酸水注入系</u>による炉心へのほう酸水の注入、<u>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)</u>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「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>り、いずれの場合においても評価項目を満足することを確認している。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>災害対策要員</u>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、<u>ATWS緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能)</u>による炉心流量の低減、<u>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系</u>による原子炉水位の維持、<u>ほう酸水注入系</u>による炉心へのほう酸水の注入、<u>残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系)</u>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「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>り、いずれの場合においても評価項目を満足することを確認している。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料2.5.7, 2.5.8, 2.5.9)</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<u>緊急時対策要員</u>にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源も供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>代替原子炉再循環ポンプトリップ機能</u>による炉心流量の低減、<u>原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系</u>による原子炉水位の維持、<u>ほう酸水注入系</u>による炉心へのほう酸水の注入、<u>残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却モード)</u>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「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。</p>	



第 2.5.1 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (原子炉減圧及び原子炉注水)

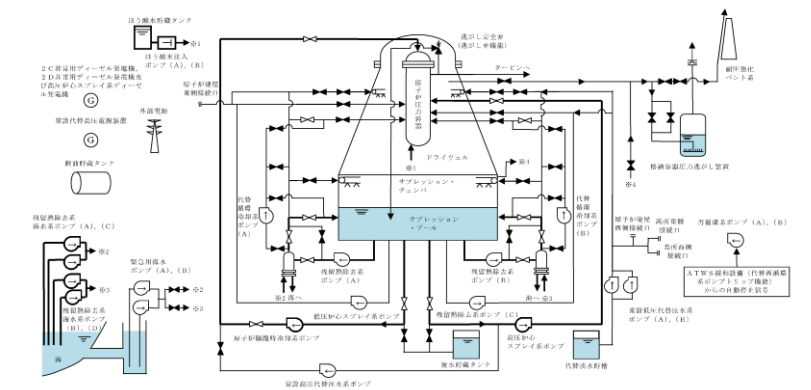


第 2.5.2 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (原子炉未臨界操作, 原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)



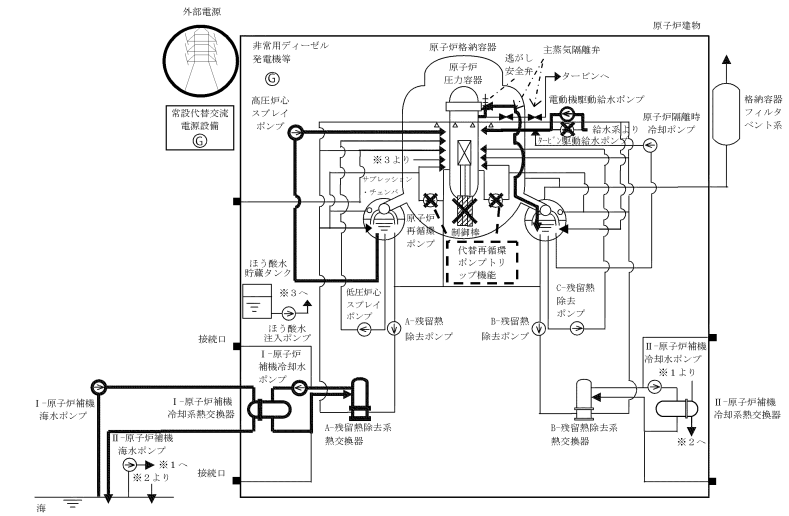
第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)

(原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水並びに A T W S 緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能) による原子炉出力の抑制段階)

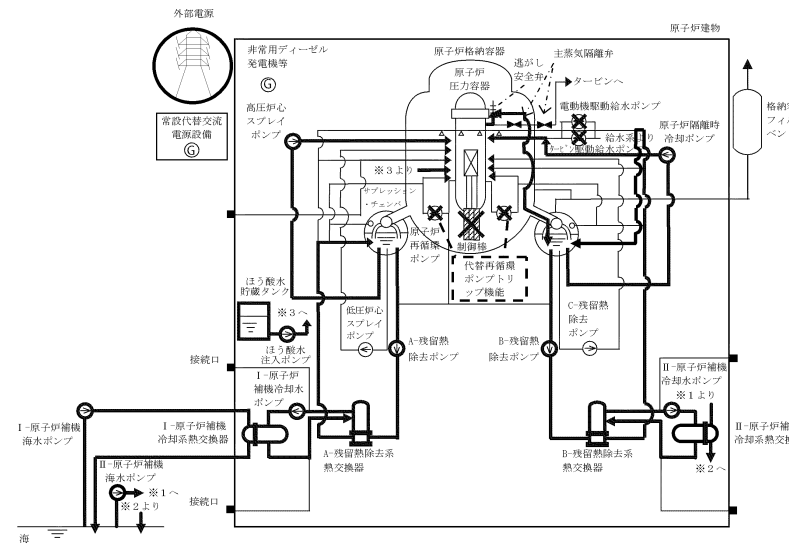


第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)

(原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水, ほう酸水注入系による原子炉停止並びに残留熱除去系 (サブレーション・プール冷却系) による格納容器除熱段階)



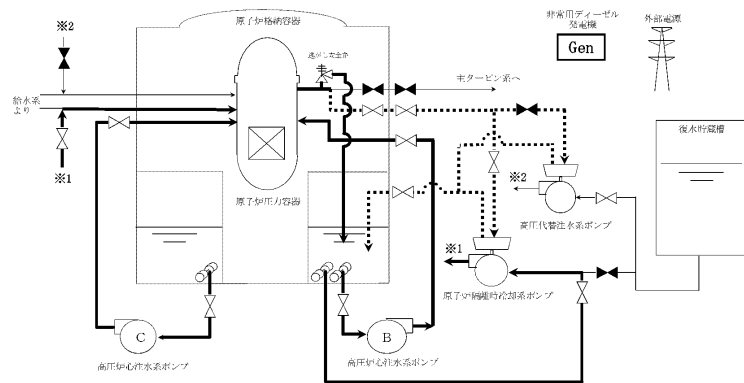
第 2.5.1-1(1) 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉減圧及び原子炉注水)



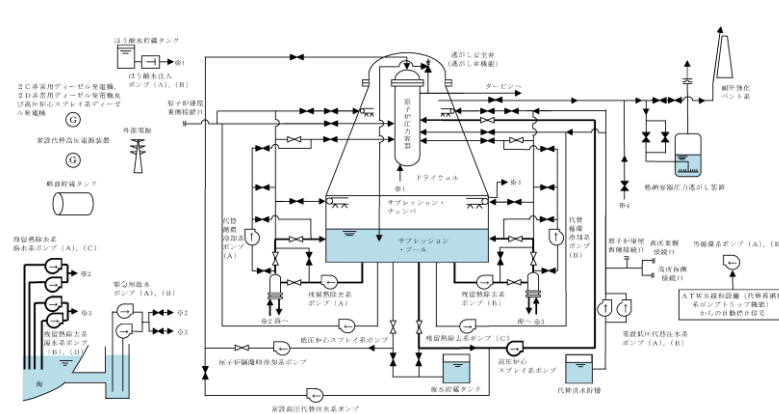
第 2.5.1-1(2) 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉未臨界操作, 原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

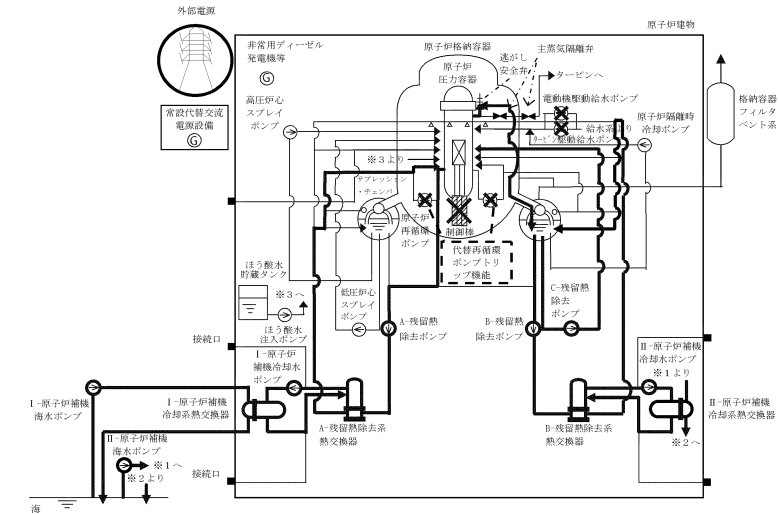


第 2.5.3 図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)



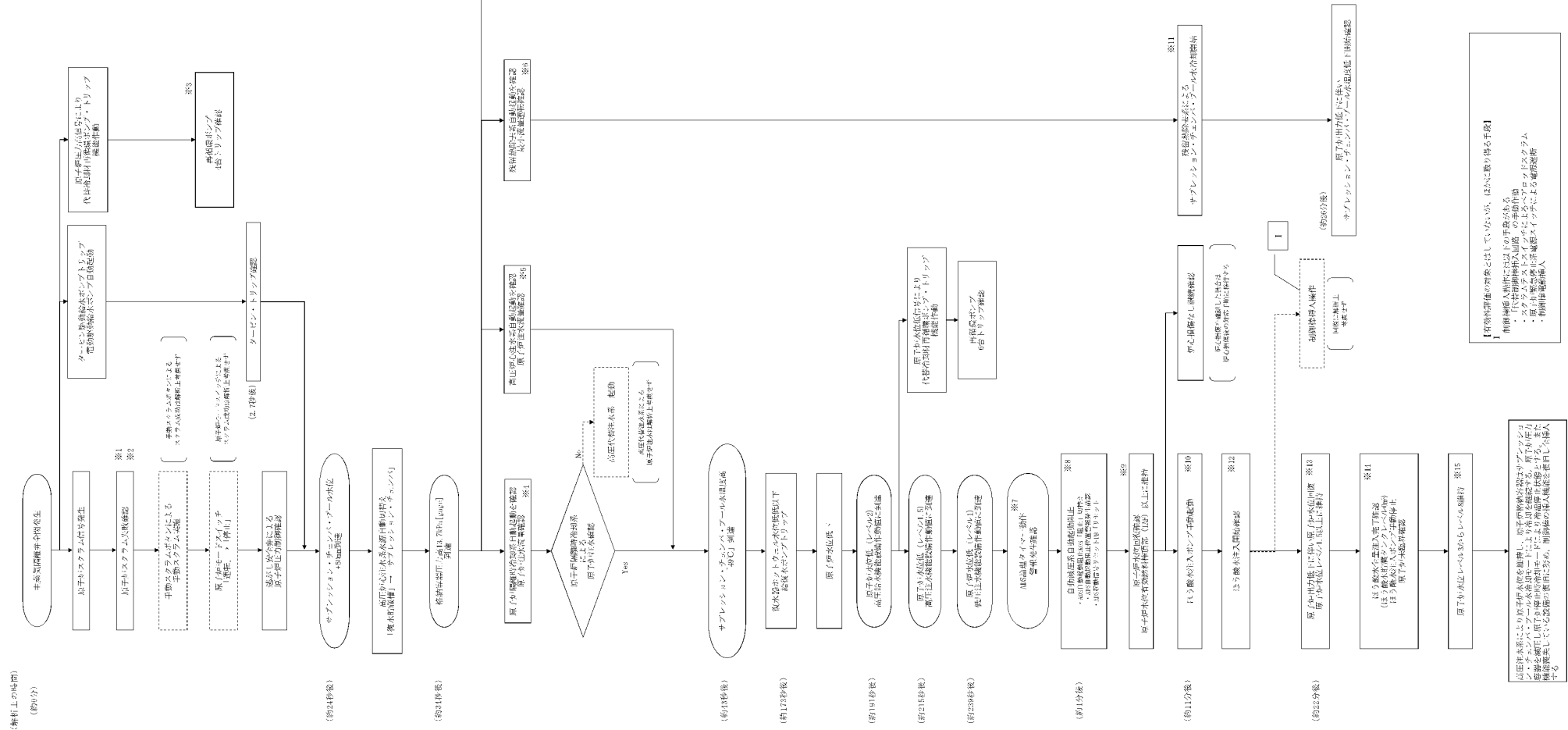
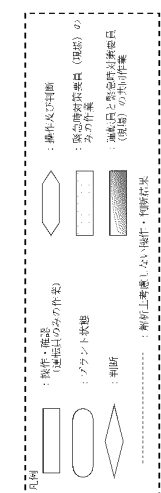
第 2.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)

(高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系 (サブレーション・プール冷却系) による格納容器除熱段階)



第 2.5.1-1(3)図 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水, 原子炉格納容器除熱及び原子炉冷却)

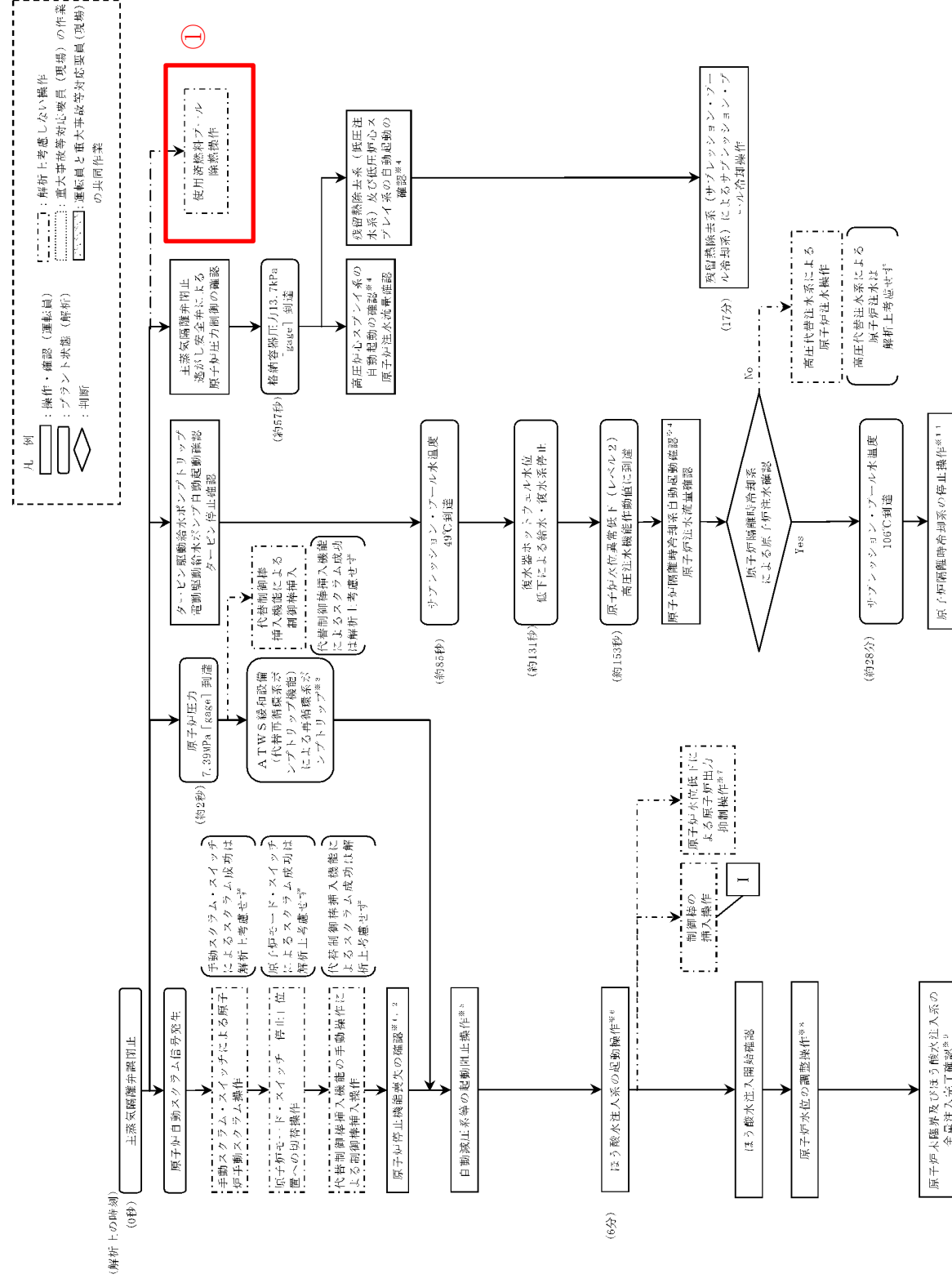
相違理由は、島根2号炉「第2.5.1-2 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照。



- ※1 全制御棒が全挿入位置とならず、本挿入の制御棒がベアロッド付又は制御棒1本よりも多い場合、原子炉システム失敗(ATWS)と判断する
- ※2 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した場合、現場作業員は迅速に避難を実施する
- ※3 再循環ポンプトリップによる過熱制御棒挿入には期待しない。また、残り6本の再循環ポンプのランパンクにも期待しない
- ※4 中央制御室にて機器ランプ表示、タービン回転遅延、ポンプ吐出圧力、流量指示計等により起動を確認する
- ※5 中央制御室にて機器ランプ表示、ポンプ吐出圧力、流量指示計等にて起動を確認する
- ※6 中央制御室にて機器ランプ表示、ポンプ吐出圧力指示計等にて起動を確認する
原子炉圧力が高いため注入は開始せず低流量運転となる
- ※7 ドライウェル圧力応答及び原子炉冷却低(レベル1)の側方が検出されると警報が発生する。30秒間継続後、高圧炉心注水システムは残留熱除去系の吐出圧力を確保し、原子炉停止機能喪失により自動減圧系が動作する
- ※8 自動減圧系動作により原子炉圧力容器は急激に減圧され、低圧注水系統から入量の高水が注入し、炉心ボイドを急激に増し大きな正の反応度印加を引き起こす可能性があるため、自動減圧系が動作する前に自動起動防止を実施する
- ※9 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系により原子炉注水しているが、原子炉出力が高いため原子炉水位レベル1.5以上に維持できない。そのため、原子炉水位計(燃料槽)により有燃料槽水位計(ATF)以上に維持する
- ※10 原子炉システム失敗(ATWS)確認から、原子炉水位計(ATF)以上を維持する
操作余裕として10分間を考慮
- ※11 サプレッション・チェンバ、プール本温度上昇を確認し、残留熱除去系(サブプレッショ・チェンバ、プール冷却モード)を起動する
サブプレッショ・チェンバ、プール本温度高警報設定値(49°C)到達から、操作余裕として10分間を考慮
- ※12 原子炉水位レベル1.5以上の維持は、原子炉水位計(ATF)の水位低下及び原子炉出力低下により確認する
- ※13 原子炉注水により原子炉出力が低下するため徐々に原子炉水位が上昇する
原子炉注水による原子炉出力の抑制は継続しているが、原子炉水位上昇により原子炉出力が上昇するおそれがあるため、事故対応手順に基づき原子炉出力の抑制を抑制するために原子炉水位レベル1.5以上を維持する
- ※14 原子炉注水による原子炉出力が低下するおそれがあるため、原子炉水位レベル1.5以上に維持する
- ※15 原子炉水位計(燃料槽)を確認し、原子炉水位レベル1.5以上に維持する

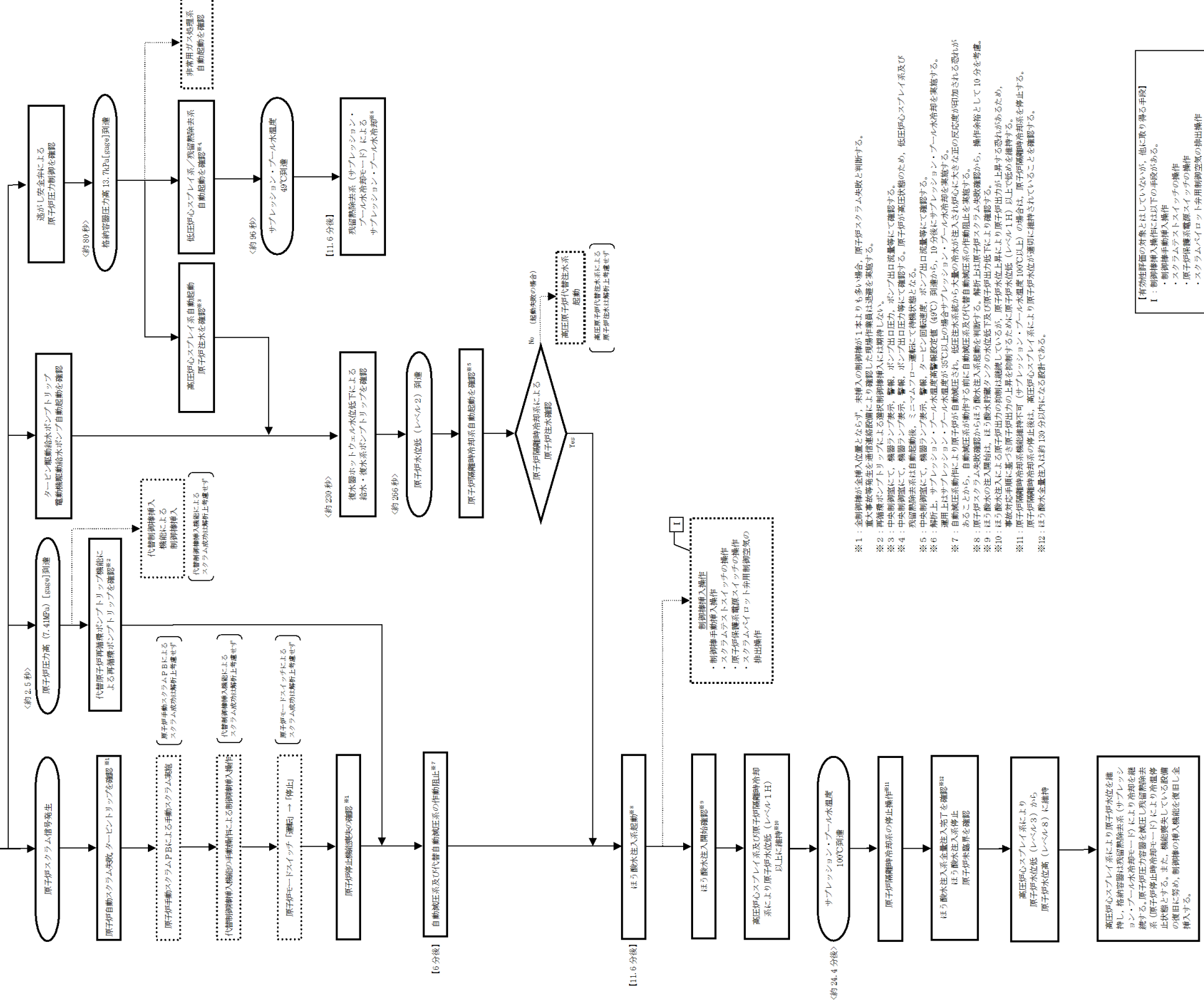
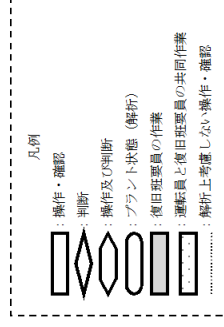
第2.5.4 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要

相違理由は、島根2号炉「第2.5.1-2図「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要」の備考欄参照。



第2.5-2 図 原子炉停止機能喪失の対応手順の概要

・解析条件の相違
【東海第二】
 ①島根2号炉は、燃料プール冷却系の停止を想定していないため記載していない。



第 2.5.1-2 図 「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要

【有効性評価の対象とはしていないが、他に取らねる手段】
 I : 制御棒挿入機組には以下の手段がある。
 ・制御棒挿入機組の操作
 ・スクラムシステムスイッチの操作
 ・原子炉保護電源システムスイッチの操作
 ・スクラムバイパス用制御空気の出込操作

- ※1: 全制御棒が全挿入位置とならず、未挿入の制御棒が1本よりも多い場合、原子炉スクラム失敗と判断する。
- ※2: 再始動ポンプトリップによる遠隔制御機組の停止は遠隔操作員による遠隔操作による。
- ※3: 中央制御室にて、機器ラング警告、警報、ポンプ出口圧力、ポンプ出口圧力等にて確認する。
- ※4: 中央制御室にて、機器ラング警告、警報、ポンプ出口圧力等にて確認する。原子炉が高圧状態のため、低圧炉心スプレイ系及び再冷却系は自動起動しない。
- ※5: 中央制御室にて、機器ラング警告、警報、タービン回転速度、ポンプ出口圧力等にて確認する。
- ※6: 解析上、サブプレッション・プール水温度が35℃以上の場合はサブプレッション・プール水温度を監視する。
- ※7: 自動起動機組による原子炉が自動起動する前に、低圧炉心スプレイ系及び再冷却系の動作停止を監視する。
- ※8: 原子炉スクラムシステム自動起動機組による原子炉が自動起動する前に、低圧炉心スプレイ系及び再冷却系の動作停止を監視する。
- ※9: ほう湯水の注入開始は、ほう湯水貯留タンクの水位低下及び原子炉出口低下により確認する。
- ※10: ほう湯水の注入停止は、ほう湯水貯留タンクの水位低下及び原子炉出口低下により確認する。
- ※11: 原子炉が自動起動機組による原子炉が自動起動する前に、低圧炉心スプレイ系により原子炉水位低(レベル1H)以上で低圧炉心スプレイ系が動作しないことを確認する。
- ※12: ほう湯水注入量は約130分以内になる設計である。

I
 制御棒挿入機組
 ・スクラムシステムスイッチの操作
 ・原子炉保護電源システムスイッチの操作
 ・スクラムバイパス用制御空気の出込操作

原子炉停止機能喪失

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		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24		
操作項目	指揮者	6号	当直副長	1人	各号炉運転操作指揮		事象発生 ▽原子炉スクラム失敗確認 ▽約34秒 格納容器圧力高 (13.7kPa [gage]) 到達 ▽約43秒 サプレッション・チェンバ・プール水温度高「49℃」到達 ▽約173秒 給復水ポンプトリップ (復水器ホットウェル水位低低による) ▽約191秒 原子炉水位低 (レベル2) ▽約215秒 原子炉水位低 (レベル1.5) ▽約239秒 原子炉水位低 (レベル1) ▽プラント状況判断														
	通報連絡者	緊急時対策本部要員		5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	6号	7号	緊急時対策要員 (現場)															
	運転員 (現場)	6号	7号	6号	7号	緊急時対策要員 (現場)															
状況判断	2人 A, B	2人 a, b	-	-	-	-	・主蒸気隔離弁 全閉確認、逃がし安全弁による原子炉出力制御確認 ・原子炉スクラム失敗確認 ・タービン・トリップ確認 ・原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系、残留熱除去系 自動起動確認 ・再循環ポンプトリップ確認 ・給復水ポンプトリップ、原子炉水位低下確認	10分													
自動減圧系 自動起動阻止	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・AHS自動起動阻止BIS「阻止」 ・AHS起動信号リセットPB「リセット」	30秒													
残留熱除去系 運転モード切替え操作	(1人) B	(1人) b	-	-	-	-	・残留熱除去系 ・低圧注水モードサプレッション・チェンバ・プール水冷却モード ・サプレッション・チェンバ・プール冷却状況監視	残留熱除去系3系統 (サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード起動)													
ほう酸水注入系 起動操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・ほう酸水注入系 起動 ・注入状況監視	ほう酸水全量注入完了まで運転継続													
制御棒手動挿入、復旧操作 (解析上考慮せず)	-	-	-	-	-	-	・代替制御棒挿入故障起動 ・制御棒電線挿入操作													対応可能な要員により対応する	
原子炉水位調整操作	(1人) A	(1人) a	-	-	-	-	・原子炉隔離時冷却系 流量調整 ・高圧炉心注水系 流量調整	有効燃料棒頂部以上に維持 原子炉出力低下に伴う水位回復後は、原子炉水位レベル1.5以上維持 有効燃料棒頂部以上に維持 原子炉出力低下に伴う水位回復後は、原子炉水位レベル1.5以上維持													
必要人員数 合計	2人 A, B	2人 a, b	0人	0人	0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 2.5.5 図 「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間

相違理由は、島根 2号炉「第 2.5.1-3 図 「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

相違理由は、島根2号炉「第2.5.1-3図「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照。

原子炉停止機能喪失

操作項目	実施箇所・必要員数			操作の内容	経過時間 (分)	経過時間 (時間)		備考														
	主任者	当直班員	1人			5	10															
<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td>主任者</td> <td>当直班員</td> <td>1人</td> <td>中央監視室</td> </tr> <tr> <td>副主任者</td> <td>当直班員</td> <td>1人</td> <td>運転操作指揮室</td> </tr> <tr> <td>操作員等</td> <td>当直班員</td> <td>4人</td> <td>初期での指図、緊急時内外連絡</td> </tr> <tr> <td>当直班員 (中央監視室)</td> <td>当直班員 (現場)</td> <td></td> <td>重大事故時対応員 (現場)</td> </tr> </table>	主任者	当直班員	1人	中央監視室	副主任者	当直班員	1人	運転操作指揮室	操作員等	当直班員	4人	初期での指図、緊急時内外連絡	当直班員 (中央監視室)	当直班員 (現場)		重大事故時対応員 (現場)	<p>▼ 事象発生</p> <p>▼ 原子炉自動スクラム信号受信</p> <p>▼ 約57秒 ドライフェル圧力高(13.7kPa [range])到達</p> <p>▼ 約1.4分 サブプレッション・プール水温 40℃到達</p> <p>▼ 約2.2分 復水器凝縮ドラム水位低下による駆動側給水ポンプ停止</p> <p>▼ 約2.6分 原子炉水位異常低下(レベル2)到達</p> <p>▼ 約5.9分 原子炉水位異常低下(レベル1)到達-120秒</p> <p>▼ 6分 ほろ給水注入系起動</p> <p>▼ 9.5分 炉心部へのほろ注入開始</p> <p>▼ 17分 残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)による炉心冷却開始</p> <p>▼ プラント状況確認</p> <p>▼ 約28分 サブプレッション・プール水温100℃到達</p>					
主任者	当直班員	1人	中央監視室																			
副主任者	当直班員	1人	運転操作指揮室																			
操作員等	当直班員	4人	初期での指図、緊急時内外連絡																			
当直班員 (中央監視室)	当直班員 (現場)		重大事故時対応員 (現場)																			
原子炉停止機能喪失の確認及び状況把握	1人 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●原子炉自動スクラム作動の確認 ●手動スクラム・スイッチによる原子炉手動スクラム確認 ●原子炉の「ド・スイッチ」位置への切替操作 ●代替制御権移入確認による制御権移入操作 ●再始動条件確認の完了 	3分			手動スクラム・スイッチ、原子炉ド・スイッチ切替え及び代替制御権移入操作によるスクラム成立は確認し考慮しないが、原子炉停止機能喪失の確認の継続性等は考慮する(3分)ではこれらの操作時間を考慮して設定している。外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼルの自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する。														
原子炉停止機能喪失の確認及び状況把握	1人 B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●タービン停止の確認 ●工高保護層等の閉止及び及び安全弁による原子炉圧力制御の確認 ●タービン駆動給水ポンプストップ及び電動駆動給水ポンプ自動起動の確認 ●駆動側給水ポンプストップの確認 ●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認 ●外部電源喪失の確認 ●非常用炉心冷却系及び非常用ディーゼルの自動起動の確認 	10分																	
自動減圧系等の起動停止操作	【1人】 A	-	-	●自動減圧系の起動停止スイッチを用いた自動減圧系及び過渡時自動減圧機能の起動停止操作	1分																	
ほろ給水注入系の起動操作	【1人】 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●ほろ給水注入系の起動操作 ●ほろ給水注入系の注入状況監視 	2分		ほろ給水を全量注入完了までは高圧状態監視し、全量注入完了を確認した後にほろ給水注入系を停止	中性化反応の発生を確認した場合にも実施														
原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作及び制御権の移入操作	【1人】 A	-	-	●原子炉水位低下による原子炉出力抑制操作		原子炉水位調整																
	【2人】 A, B	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●手動による制御権移入操作 ●スクラム・ペナルティ等電器用ヒューズ引き操作 		16分	45分	根拠上考慮しない														
	-	2人 C, D	-	<ul style="list-style-type: none"> ●駆動機停止 ●スクラム・ペナルティ等電器用ヒューズ引き操作 																		
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	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●残留熱除去系(駆動機系)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(2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・プール冷却状態の監視 	6分			確認実施														
原子炉水位の調整操作(原子炉隔離時冷却系)	【1人】 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●原子炉隔離時冷却系による原子炉水位の監視 ●原子炉隔離時冷却系の停止操作 		確認実施																
原子炉水位の調整操作(高圧炉心スプレイ系)	【1人】 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の監視 ●高圧炉心スプレイ系による原子炉水位の調整操作 		確認実施																
常設代替交流電源装置による緊急用電源の受電操作	【1人】 B	-	-	●常設代替交流電源装置2台の起動操作及び緊急用電源の受電操作				確認実施														
使用済燃料プールの冷却操作	【1人】 A	-	-	<ul style="list-style-type: none"> ●常設使用済燃料ポンプによる代替燃料プール注水(注水タンク)を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用注水による海水注水(注水タンク)の起動操作及び停止操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作 			20分	15分	根拠上考慮しない 約25時間以内にて実施する													
必要員合計	2人 A, B	2人 C, D	0人																			

第2.5-3 図 原子炉停止機能喪失時の作業と所要時間

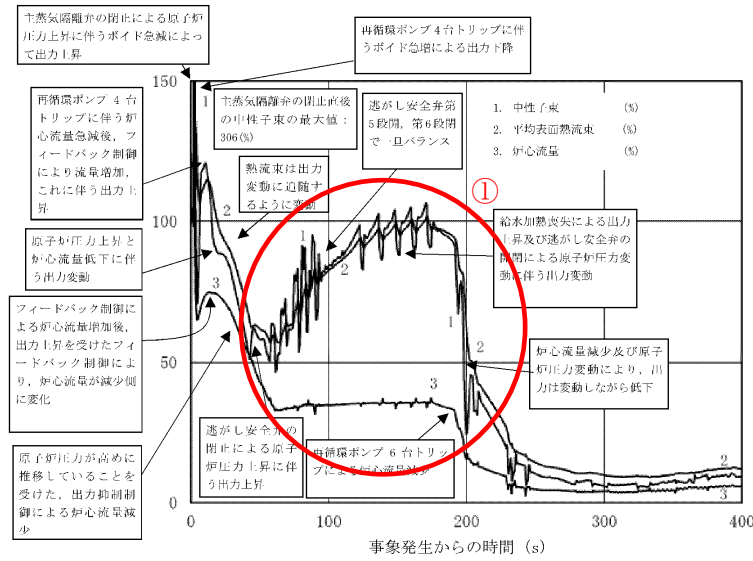
原子炉停止機能喪失

操作項目	実施箇所・必要員数				操作の内容	経過時間(分)																備考												
	責任者	当直長	1人	中央制御室監視 緊急時対策本部連絡		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	32		34	36	38	40	42	44	46	48	50			
状況判断	1人 A	—	—	—	・ 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	5分																												
					・ 原子炉自動スクラム失敗、タービントリップ確認																													
					・ 原子炉手動スクラムPBによる手動スクラム																													
					・ 代替制御挿入機能の手動操作による制御挿入操作																													
					・ 原子炉モードスイッチ「停止」による原子炉スクラム																													
1人 B	—	—	—	—	・ 再循環ポンプトリップ確認	5分																												
					・ タービン駆動給水ポンプトリップ及び電動機駆動給水ポンプ自動起動確認																													
					・ 給水・復水系ポンプトリップ確認																													
自動減圧系等の起動阻止	(1人) A	—	—	—	・ ADS起動阻止COS「阻止」 ・ 代替ADS起動阻止COS「阻止」	1分																												
残留熱除去系 運転モード切替操作	(1人) B	—	—	—	・ 残留熱除去系（低圧注水モード）から 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）切替 ・ 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）状況監視	6分	2系統とも残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却モード）へ切替 適宜実施																解析上、11.6分後に起動（サブプレッション・プール水温度高（49℃）到達から10分の操作余裕時間を考慮）											
ほう酸水注入系起動操作	(1人) A	—	—	—	・ ほう酸水注入系起動 ・ 注入状況監視	3分	ほう酸水全量注入完了まで適宜状態を監視し、全量注入を確認した後にほう酸水注入系を停止																解析上、11.6分後に起動（原子炉スクラム失敗確認から10分の操作余裕時間を考慮）											
制御挿入操作	(1人) A	—	—	—	・ 制御挿入操作	10分	全制御挿入又は1本のみ制御挿入の状態で挿入																解析上考慮せず											
	—				・ スクラムテストスイッチの操作																													
	—				・ 原子炉保護系電源スイッチの操作		6分																											
	—				・ 放射線防護具準備		10分																											
原子炉隔離時冷却系による原子炉注水	(1人) A	—	—	—	・ 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の監視 ・ 原子炉隔離時冷却系の停止操作		サブプレッション・プール水温度が100℃に到達した場合、原子炉隔離時冷却系を停止																											
高圧炉心スプレイ系による原子炉水位調整操作	(1人) A	—	—	—	・ 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の監視 ・ 高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の流量調整		原子炉出力低下に伴う水位回復後は、原子炉水位レベル1日以上維持																											
必要員数 合計	2人 A,B	2人 C,D	—	—																														

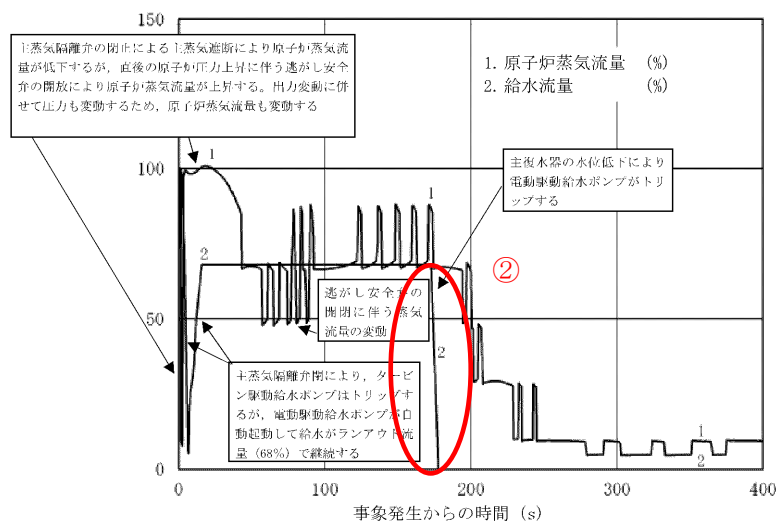
0) 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

- ・ 解析結果の相違に基づく相違。
- ・ 設備設計・手順に基づく想定時間の相違。
- ・ 解析上考慮しない操作を含めて実際に実施する操作について要員の充足性を確認。

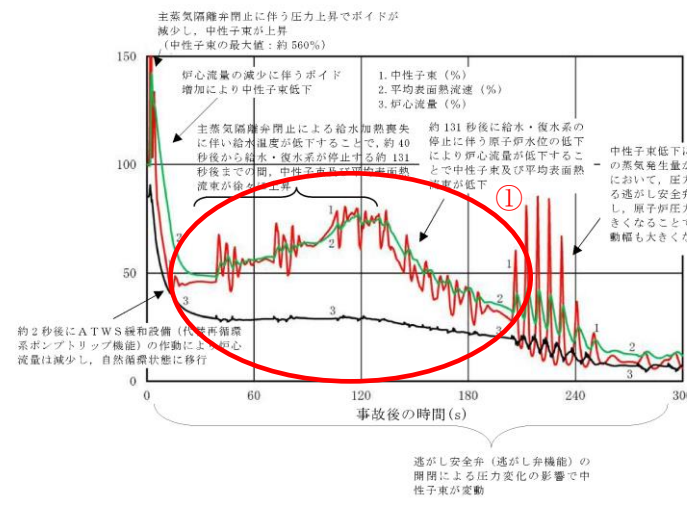
第 2.5.1-3 図 「原子炉停止機能喪失」の作業と所要時間



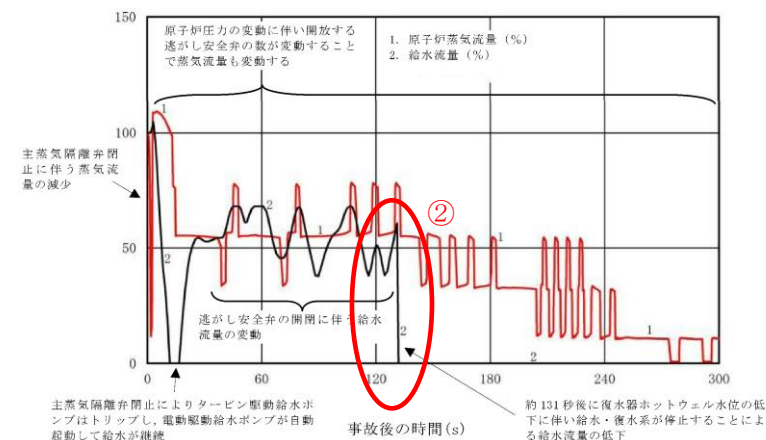
第 2.5.6 図 中性子束, 平均表面熱流束, 炉心流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)



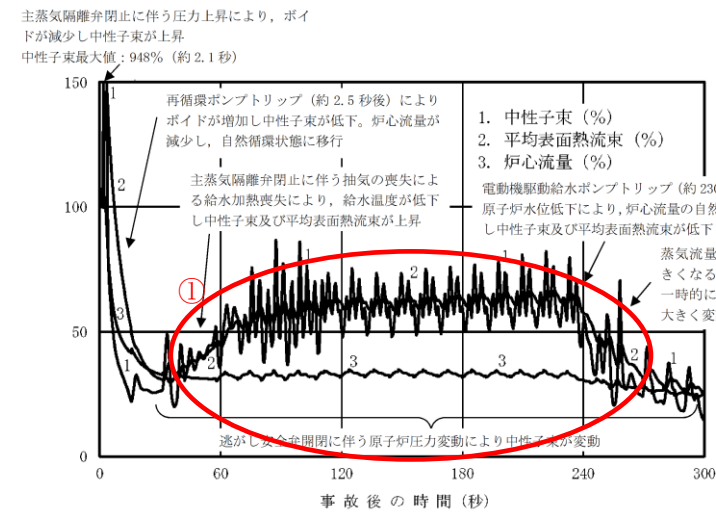
第 2.5.7 図 原子炉蒸気流量, 給水流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)



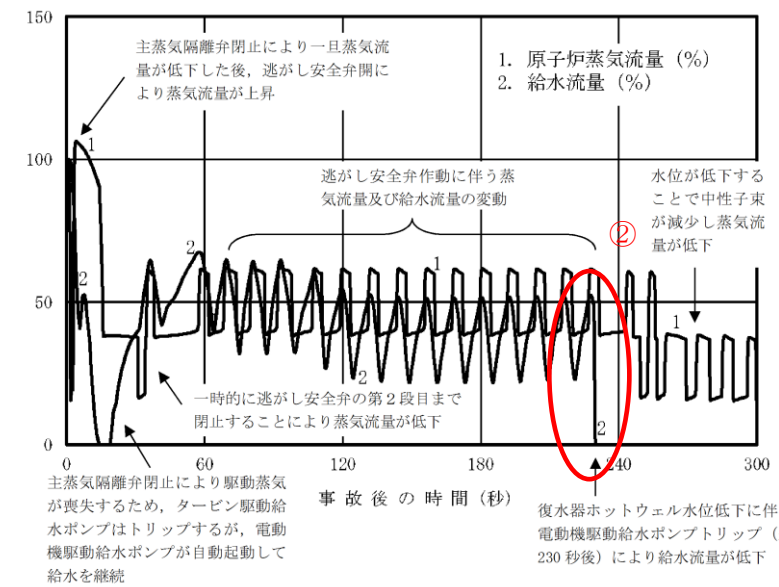
第 2.5-4 図 中性子束, 平均表面熱流束及び炉心流量の推移 (短期)



第 2.5-5 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (短期)



第 2.5.2-1(1) 図 中性子束, 平均表面熱流束, 炉心流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)



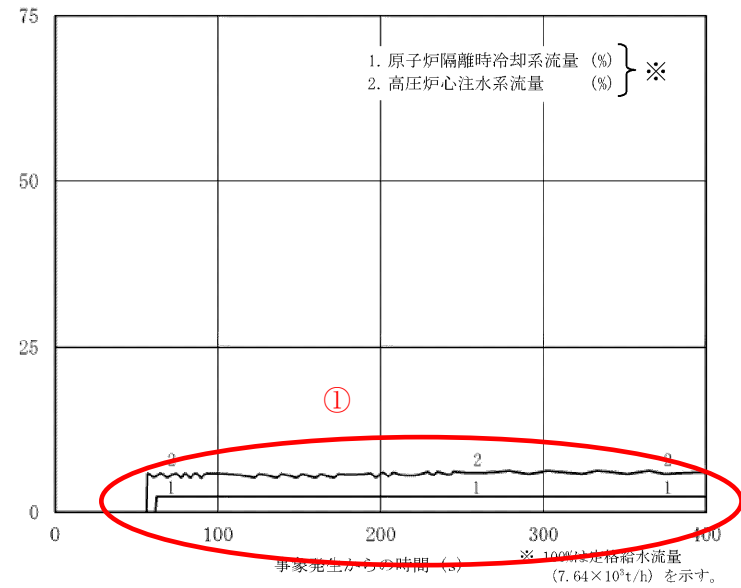
第 2.5.2-1(2) 図 原子炉蒸気流量, 給水流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
① ABWR と BWR の設備の相違 (再循環ポンプトリップ台数及びトリップ条件並びに給水ポンプトリップタイミング, 原子炉水位低下速度の相違による中性子束等の挙動の相違)。

再循環ポンプ (島根 2号炉) ポンプ台数 2台
原子炉圧力高 全台トリップ (約 2.5 秒後) (東海第二)
ポンプ台数 2台
原子炉圧力高 全台トリップ (約 2 秒後) (柏崎 6/7)
ポンプ台数 10台
原子炉圧力高 4台トリップ (約 2 秒後)
原子炉水位低 6台トリップ (約 191 秒後)

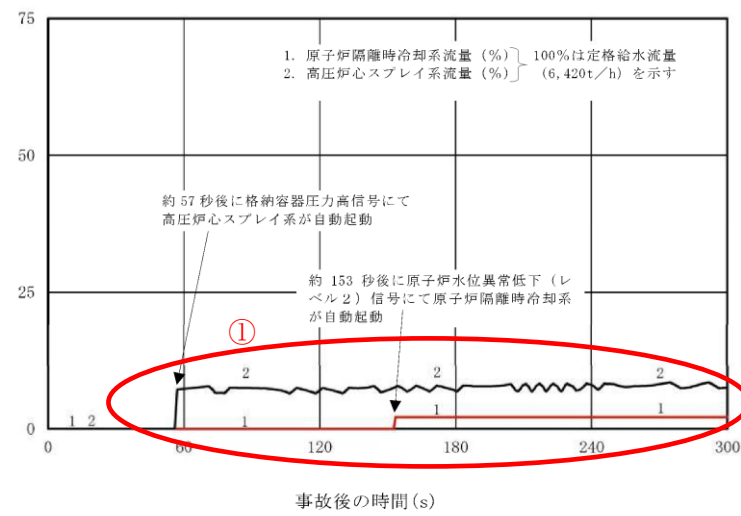
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
② 給水ポンプトリップ時間の相違。
(島根 2号炉)
約 230 秒後 (柏崎 6/7)
約 173 秒後 (東海第二)
約 2.2 分後

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)



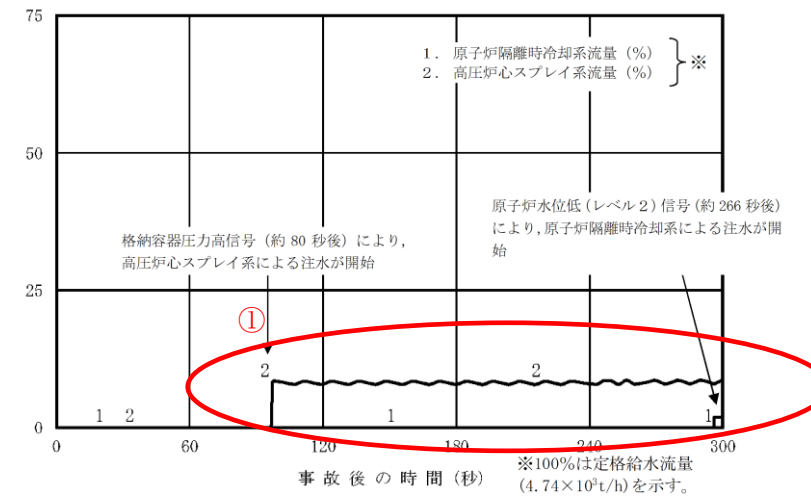
第 2.5.8 図 原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系の流量の推移

東海第二発電所 (2018.9.12版)



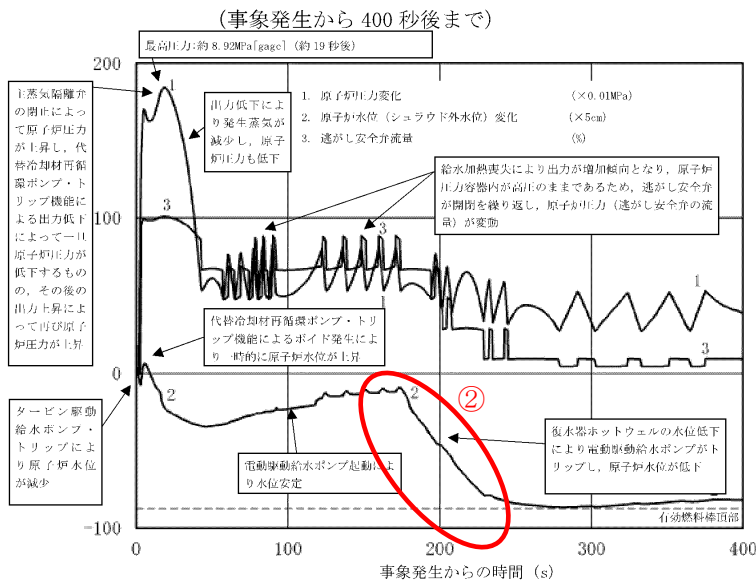
第 2.5-6 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (短期)

島根原子力発電所 2号炉

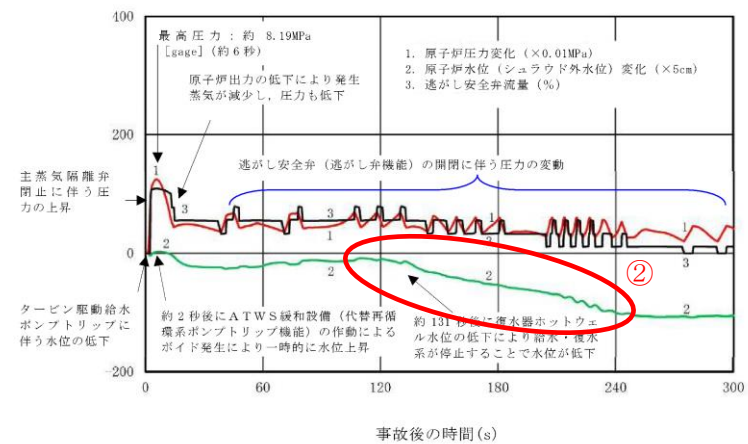


第 2.5.2-1(3) 図 原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

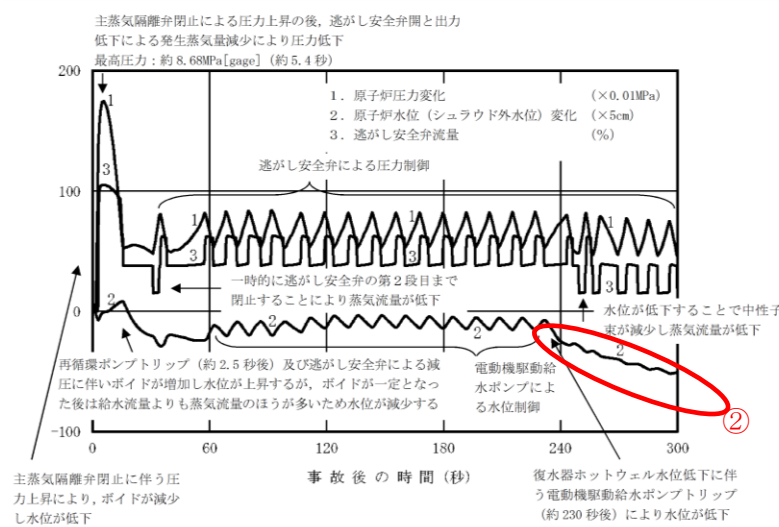
備考
 ・解析条件の相違
 【柏崎 6/7, 東海第二】
 ①注水量の相違。
 島根 2 号炉 HPCS
 1,050m³/h
 (1.38MPa[dif])
 柏崎 6/7 HPCF
 727m³/h
 (0.69MPa[dif])
 東海第二 HPCS
 1,506m³/h
 (0MPa[dif])



第 2.5.9 図 原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位)、逃がし安全弁の流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)

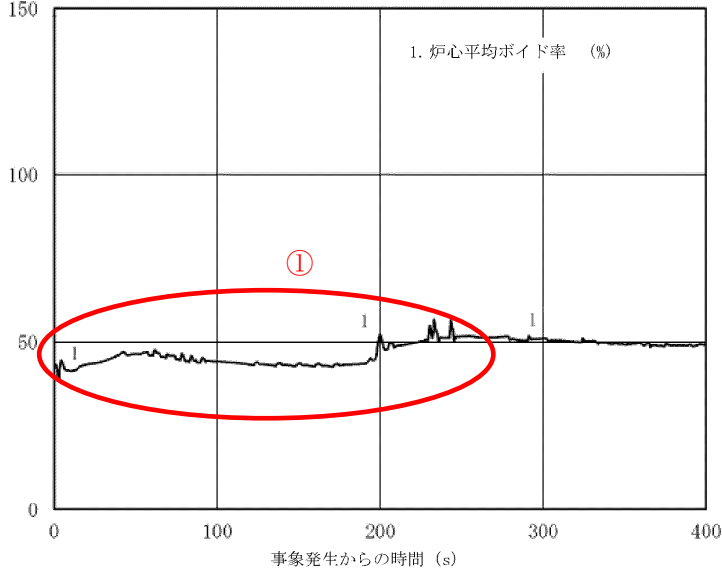
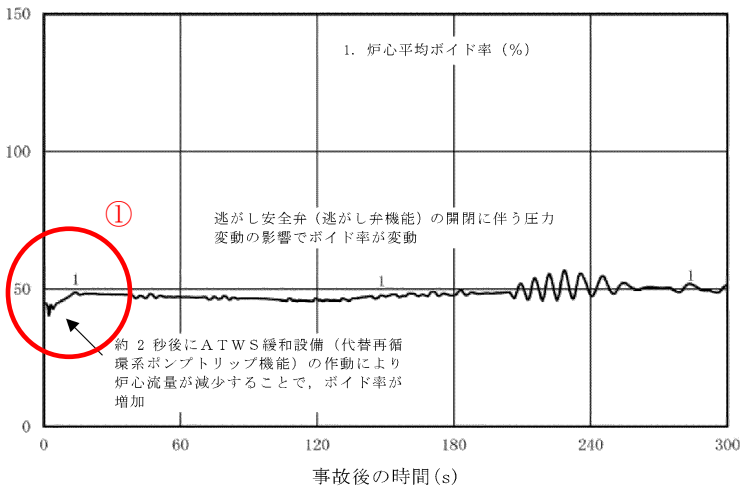
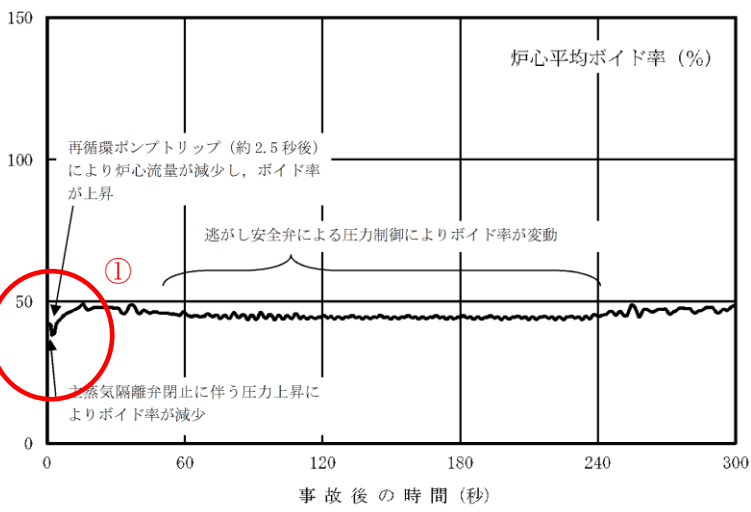


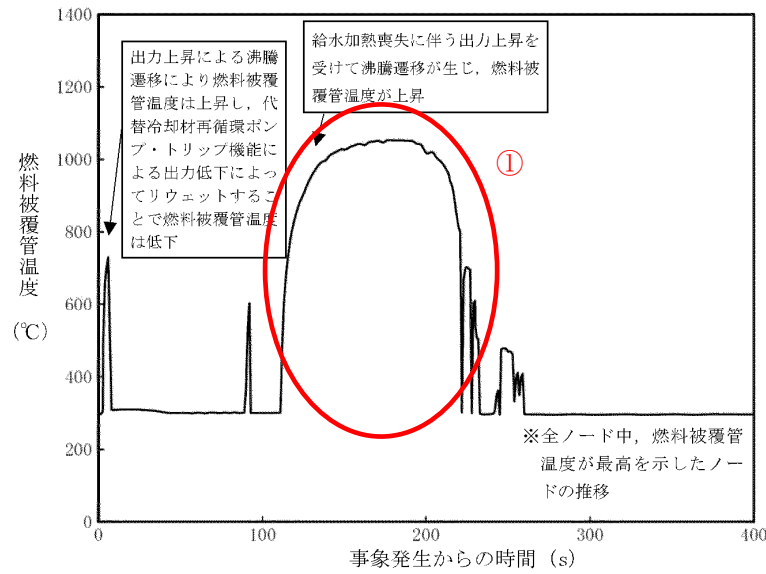
第 2.5-7 図 原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位) 及び逃がし安全弁の流量の推移 (短期)



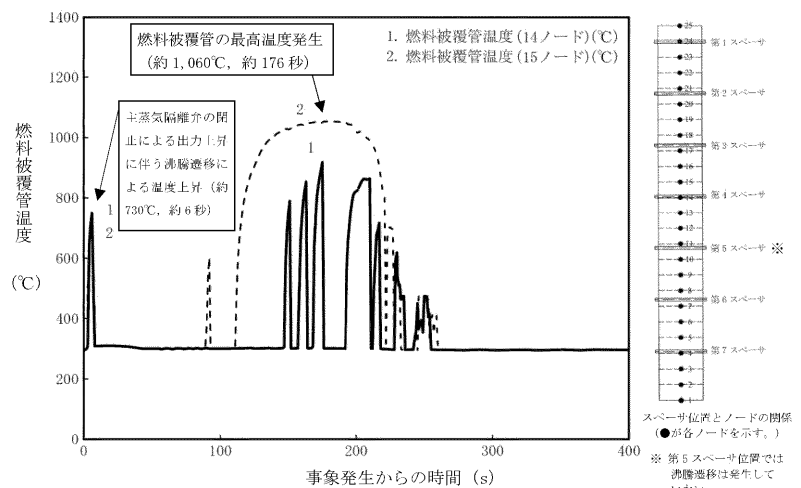
第 2.5.2-1(4) 図 原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位)、逃がし安全弁の流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

・解析結果の相違
 【柏崎 6/7, 東海第二】
 ②注水流量の相違による原子炉水位低下速度の相違。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
 <p>1. 炉心平均ボイド率 (%)</p> <p>①</p> <p>事故発生からの時間 (s)</p> <p>第 2.5.10 図 炉心平均ボイド率の推移 (事象発生から 400 秒後まで)</p>	 <p>1. 炉心平均ボイド率 (%)</p> <p>①</p> <p>逃がし安全弁 (逃がし弁機能) の開閉に伴う圧力変動の影響でボイド率が変動</p> <p>約 2 秒後に ATWS 緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能) の作動により炉心流量が減少することで、ボイド率が増加</p> <p>事故後の時間 (s)</p> <p>第 2.5-8 図 炉心平均ボイド率の推移 (短期)</p>	 <p>炉心平均ボイド率 (%)</p> <p>①</p> <p>再循環ポンプトリップ (約 2.5 秒後) により炉心流量が減少し、ボイド率が上昇</p> <p>逃がし安全弁による圧力制御によりボイド率が変動</p> <p>蒸気隔離弁閉止に伴う圧力上昇によりボイド率が減少</p> <p>事故後の時間 (秒)</p> <p>第 2.5.2-1(5) 図 炉心平均ボイド率の推移 (事象発生から 300 秒後まで)</p>	<p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>① ABWR と BWR の設備の相違 (再循環ポンプトリップ台数及びトリップ条件)。</p> <p>(島根 2号炉, 東海第二)</p> <p>再循環ポンプ全台トリップによる炉心流量減少によりボイド率増加 (約 20 秒まで)</p> <p>(柏崎 6/7)</p> <p>再循環ポンプ 4 台トリップ等による炉心流量減少によりボイド率の増加 (約 50 秒まで)</p> <p>原子炉水位低下による再循環ポンプ 6 台トリップに伴う炉心流量低下によるボイド率の増加 (約 200 秒付近)</p>

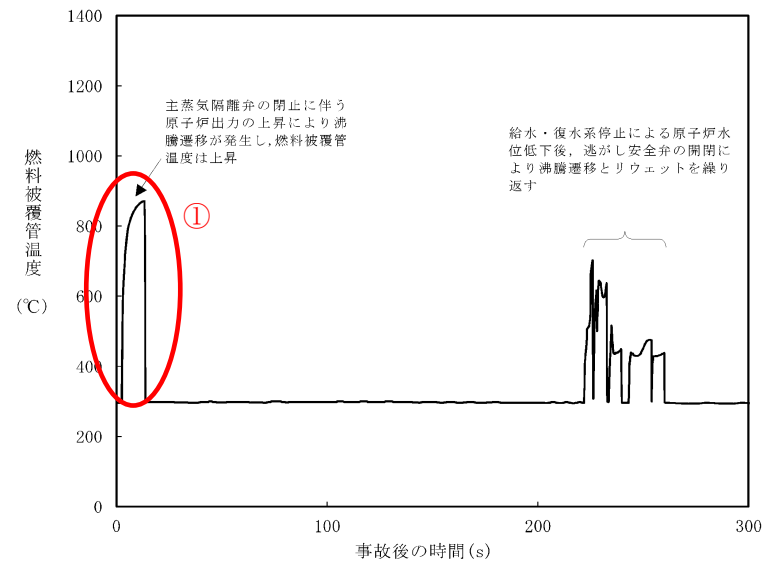


第 2.5.11 図 燃料被覆管温度※の推移 (15 ノード, 事象発生から 400 秒後まで)

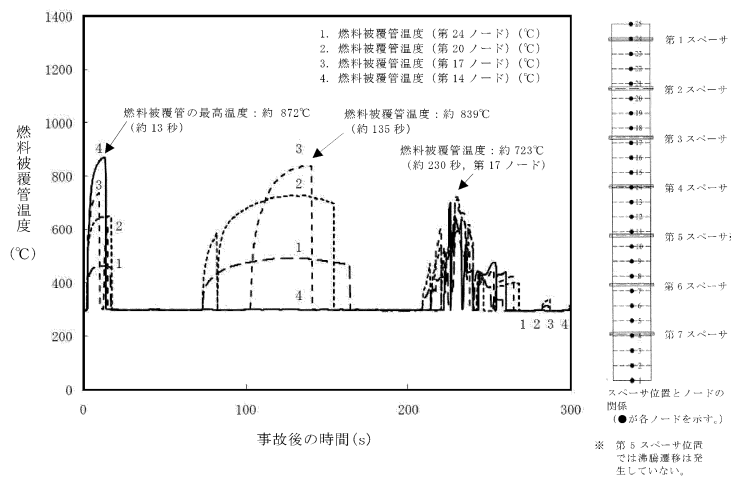


第 2.5.12 図 燃料被覆管温度※の推移 (14 ノード (第 4 スベータ位置) 及び 15 ノード, 事象発生から 400 秒後まで)

※ 燃料被覆管については、外面より内面の方が高い温度となるものの、今回の評価が燃料の著しい損傷の有無 (重大事故防止) を確認していることに鑑み、燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に、酸化によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で燃料被覆管温度を評価している。

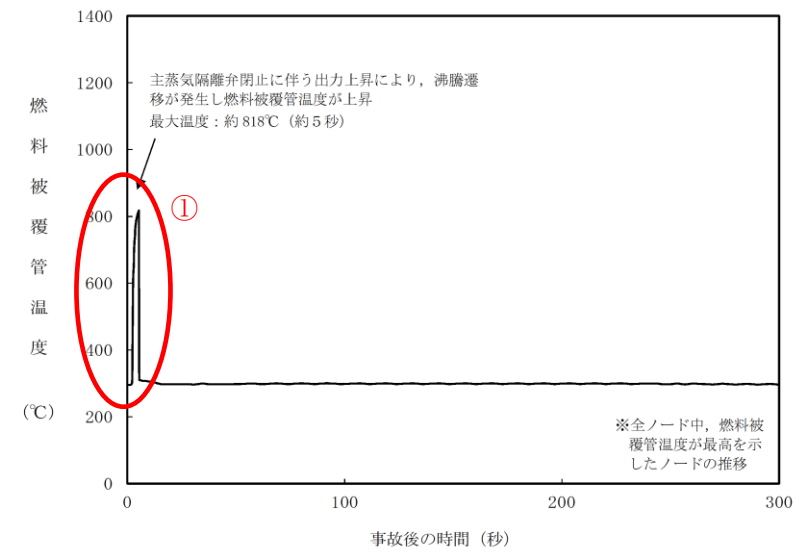


第 2.5-9 図 燃料被覆管温度 (燃料被覆管最高温度発生位置) の推移 (短期)

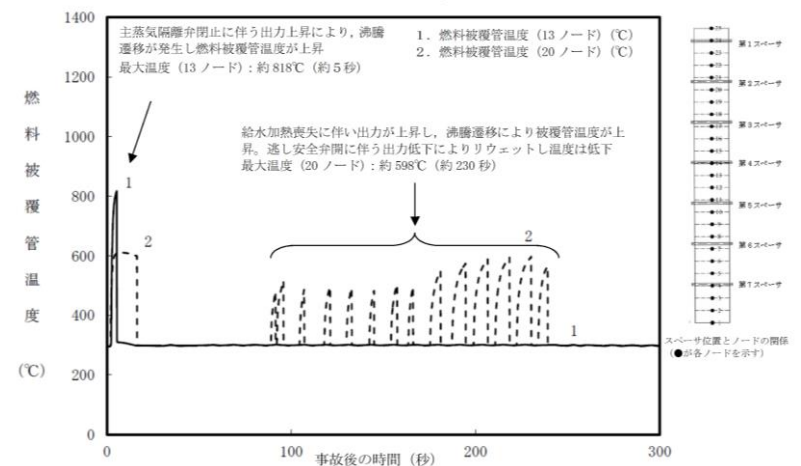


第 2.5-10 図 燃料被覆管温度 (沸騰遷移発生位置) の推移 (短期)

燃料被覆管については、外面より内面の方が高い温度となるものの、今回の評価が燃料の著しい損傷の有無 (重大事故防止) を確認していることに鑑み、燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に、酸化の有無によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で、最高温度を評価している。



第 2.5.2-1(6) 図 燃料被覆管温度※の推移 (13 ノード, 事象発生から 300 秒後まで)



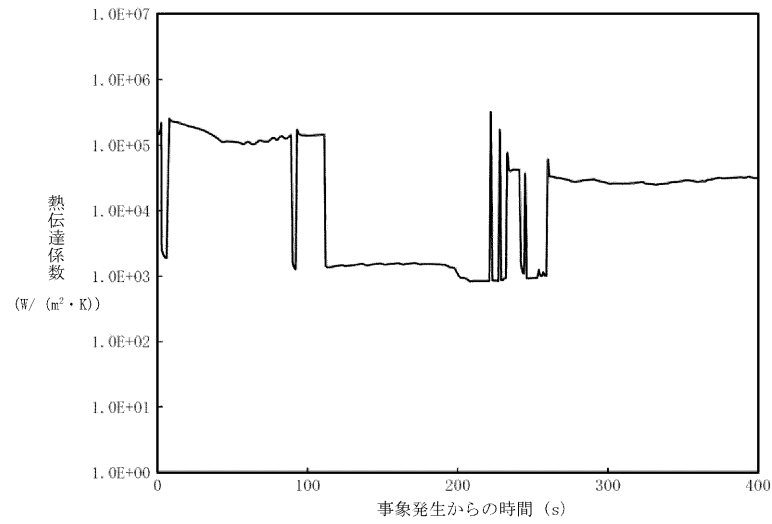
第 2.5.2-1(7) 図 燃料被覆管温度※の推移 (13 ノード及び 20 ノード, 事象発生から 300 秒後まで)

※燃料被覆管については、外面より内面の方が高い温度となるものの、今回の評価が燃料の著しい損傷の有無 (重大事故防止) を確認していることに鑑み、燃料が露出し燃料温度が上昇した場合に、酸化によって破損が先行すると考えられる燃料被覆管表面で燃料被覆管の最高温度を評価している。

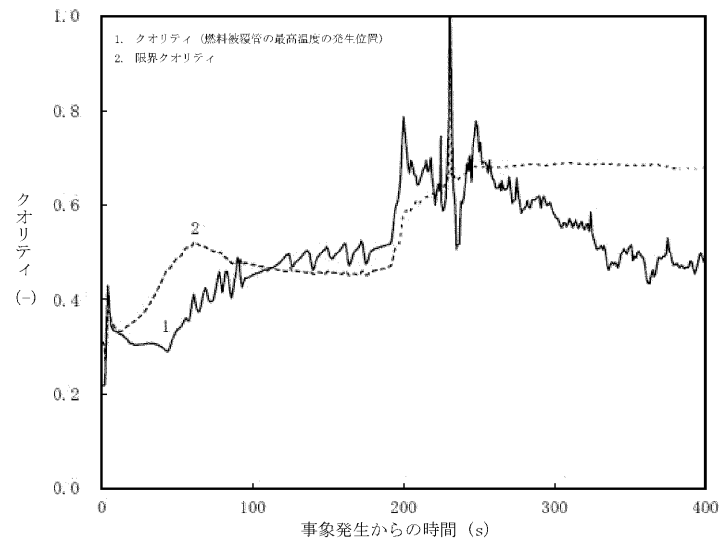
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
① ABWR と BWR の設備の相違により、事象初期以降も柏崎 6/7 では再循環ポンプ 6 台の運転が継続しているため、給水加熱喪失過程における出力上昇が大きく燃料被覆管温度が上昇。
島根 2 号炉と東海第二では、リウェットタイミングの違いにより、島根 2 号炉の方が燃料被覆管温度は低い。

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

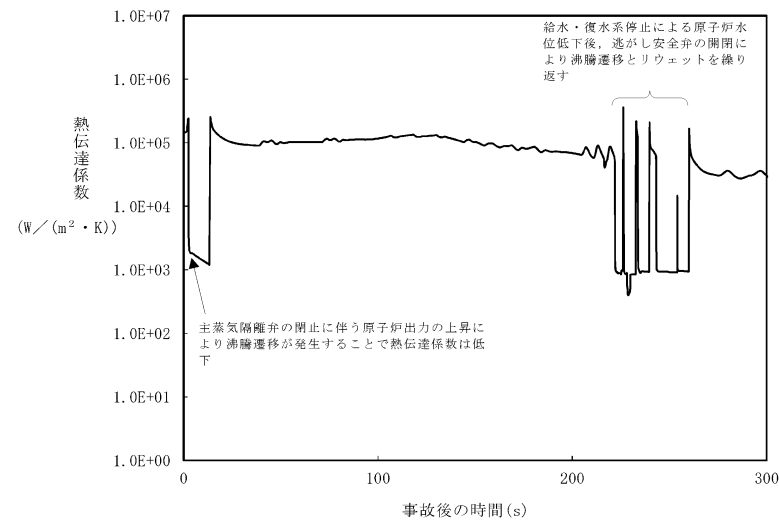


第 2.5.13 図 熱伝達係数の推移 (燃料被覆管の最高温度の発生位置, 事象発生から 400 秒後まで)

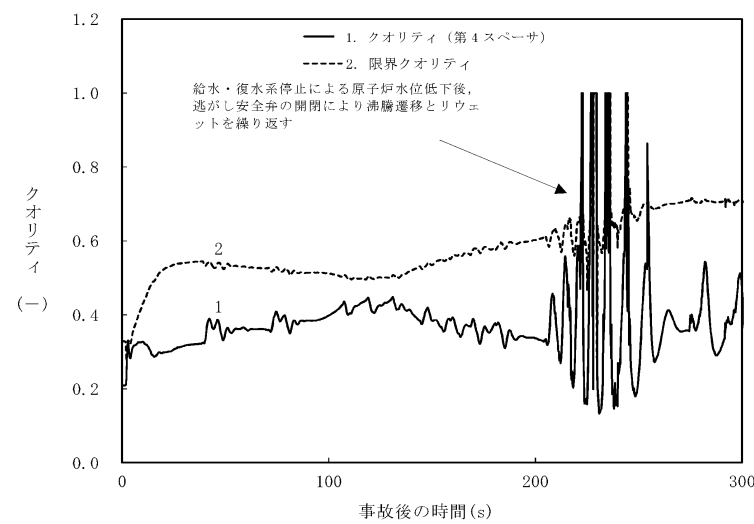


第 2.5.14 図 クオリティの推移 (燃料被覆管の最高温度の発生位置, 事象発生から 400 秒後まで)

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

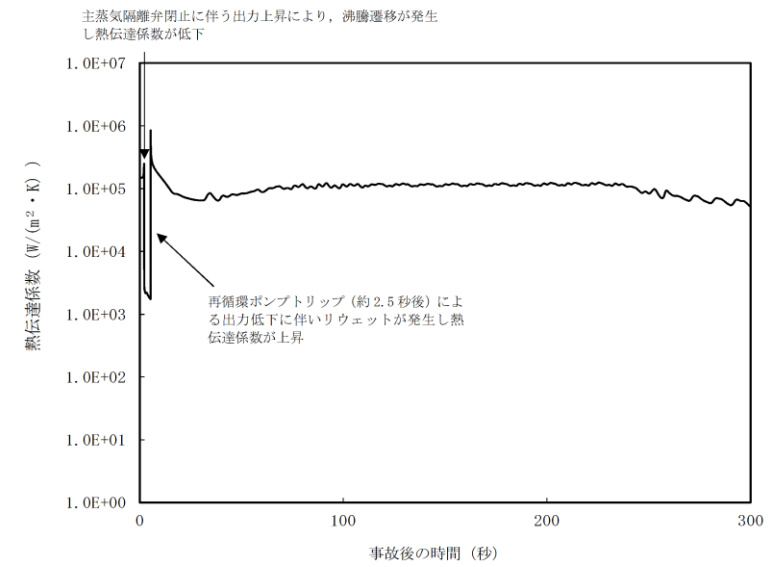


第 2.5-11 図 熱伝達係数 (燃料被覆管最高温度発生位置) の推移 (短期)

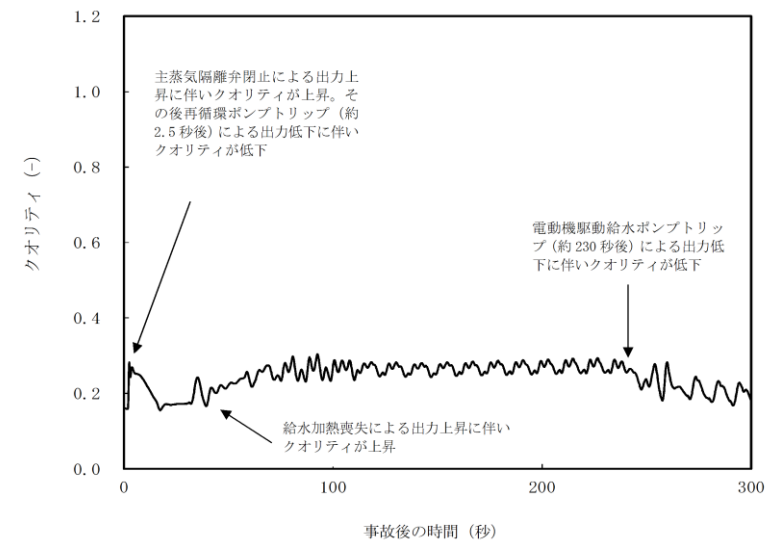


第 2.5-12 図 クオリティ (燃料被覆管最高温度発生位置) の推移 (短期)

島根原子力発電所 2号炉



第 2.5.2-1(8) 図 熱伝達係数 (燃料被覆管の最高温度発生位置) の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

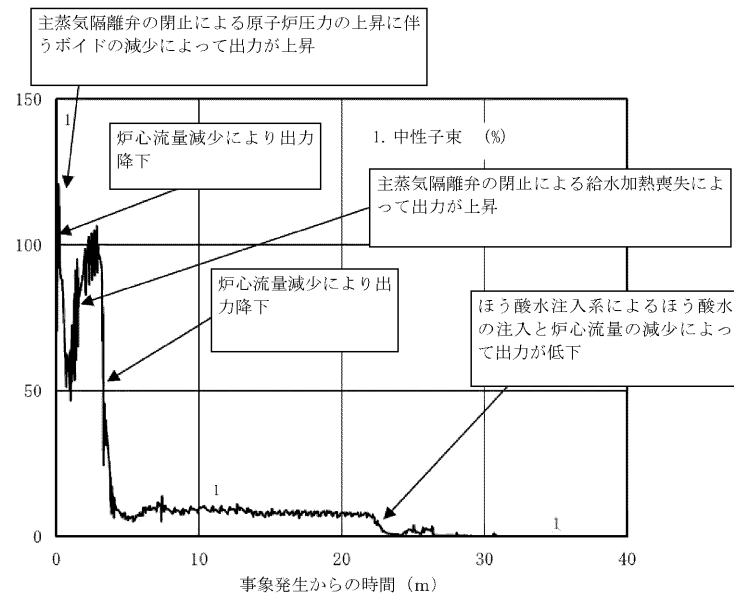


第 2.5.2-1(9) 図 クオリティ (燃料被覆管の最高温度発生位置) の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

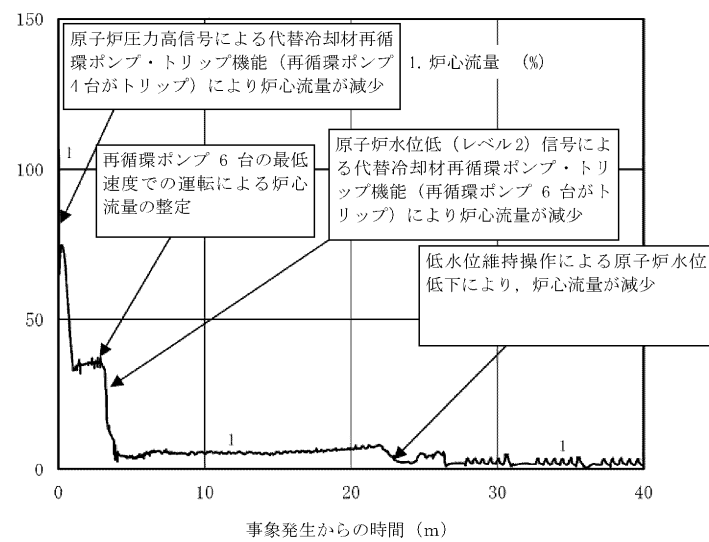
備考

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

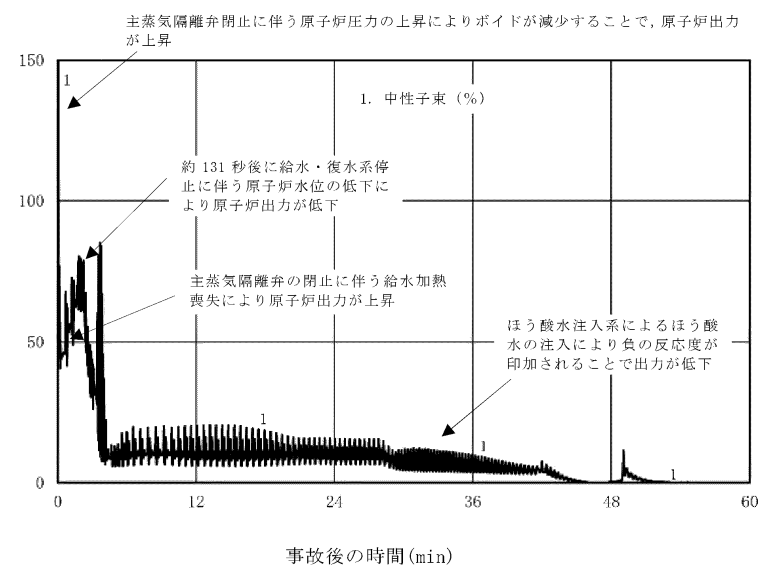
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



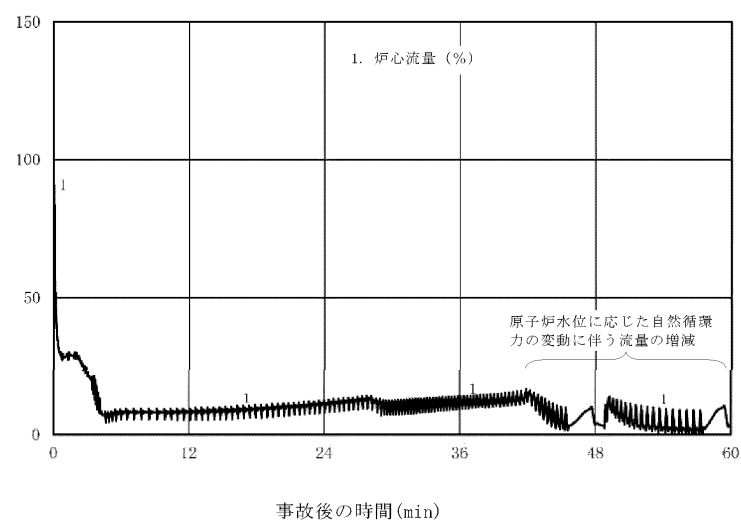
第 2.5.15 図 中性子束の推移 (事象発生から 40 分後まで)



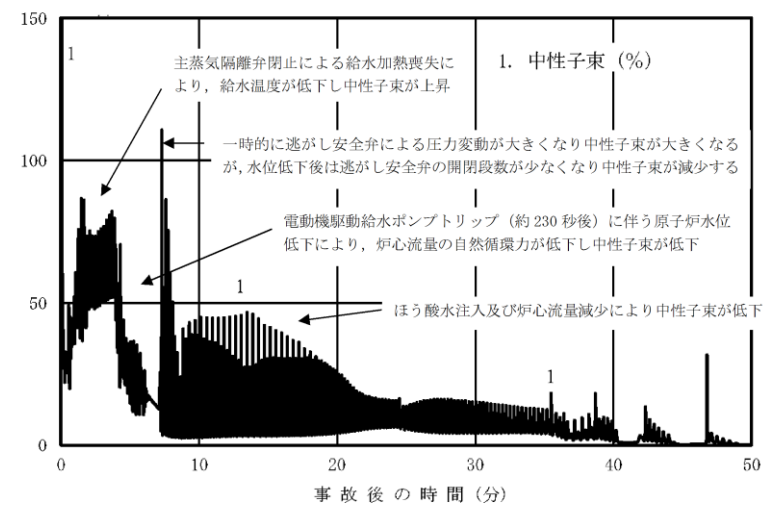
第 2.5.16 図 炉心流量の推移 (事象発生から 40 分後まで)



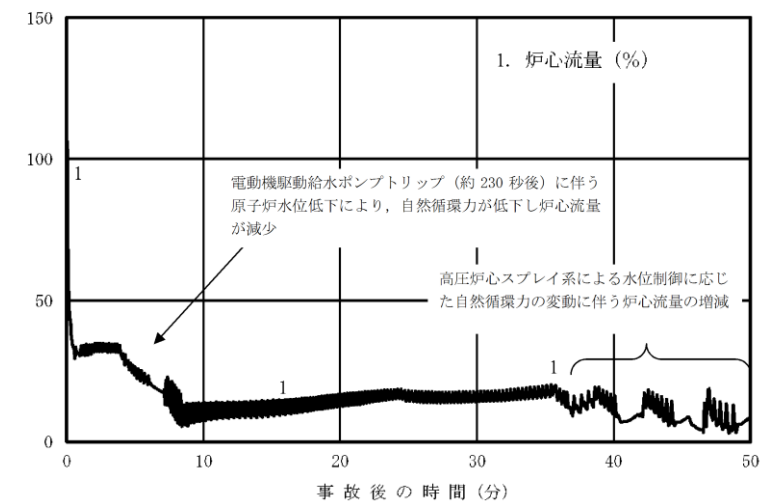
第 2.5-13 図 中性子束の推移 (長期)



第 2.5-14 図 炉心流量の推移 (長期)



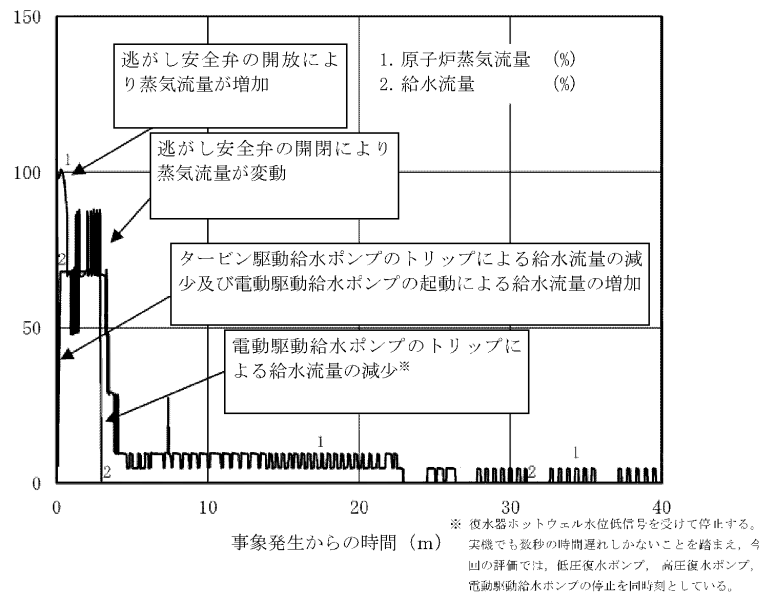
第 2.5.2-1(10)図 中性子束の推移 (事象発生から 50 分後まで)



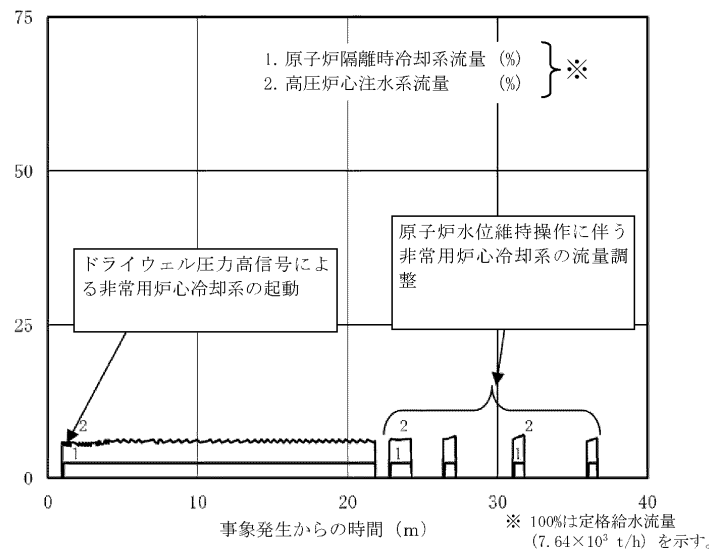
第 2.5.2-1(11)図 炉心流量の推移 (事象発生から 50 分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

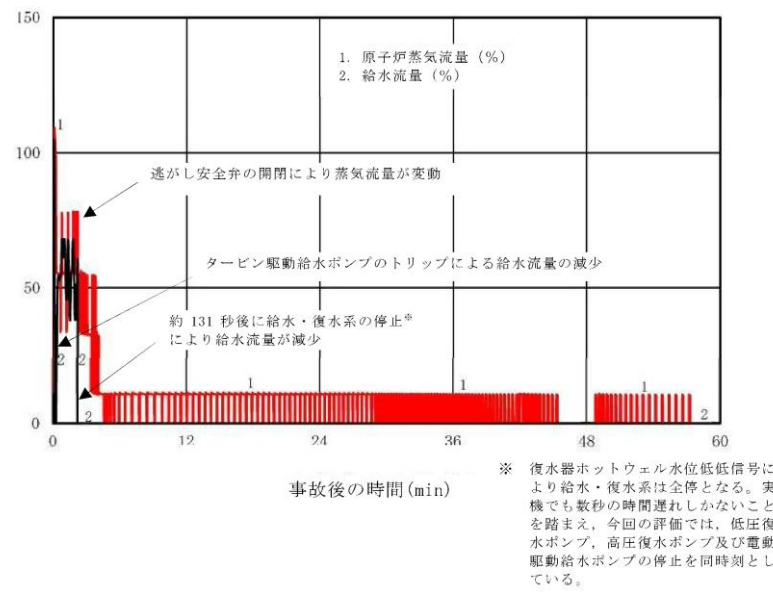
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



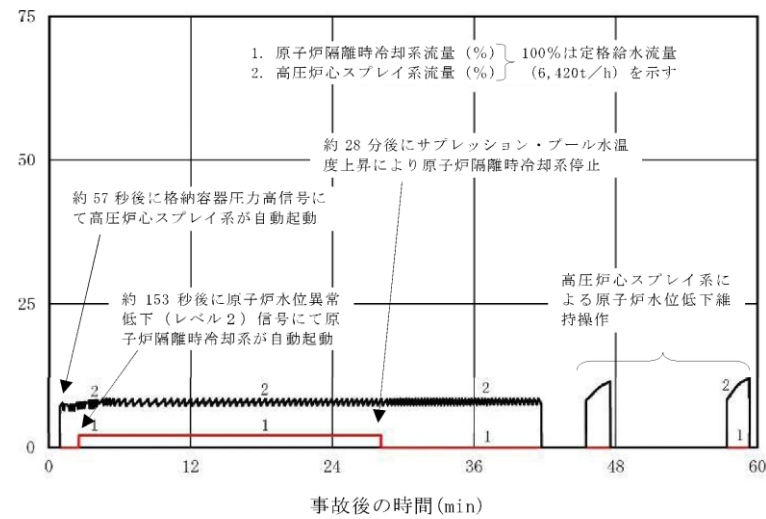
第 2.5.17 図 原子炉蒸気流量，給水流量の推移
(事象発生から 40 分後まで)



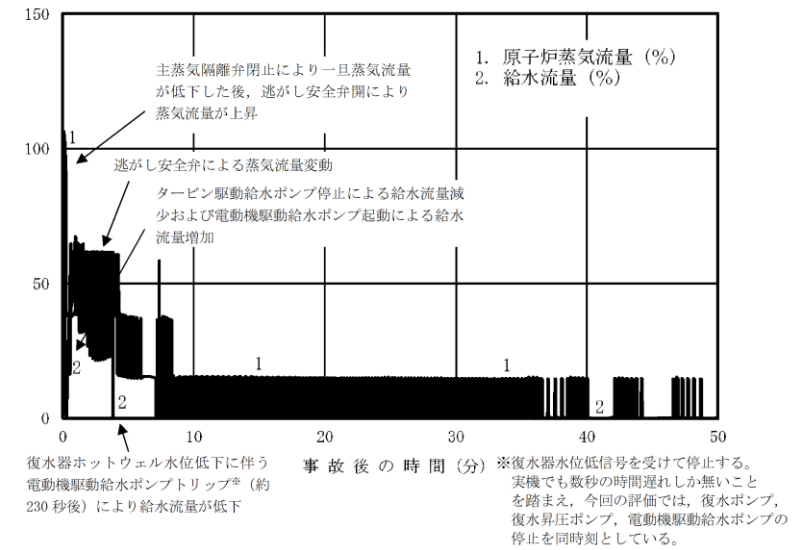
第 2.5.18 図 原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系の流量の推移
(事象発生から 40 分後まで)



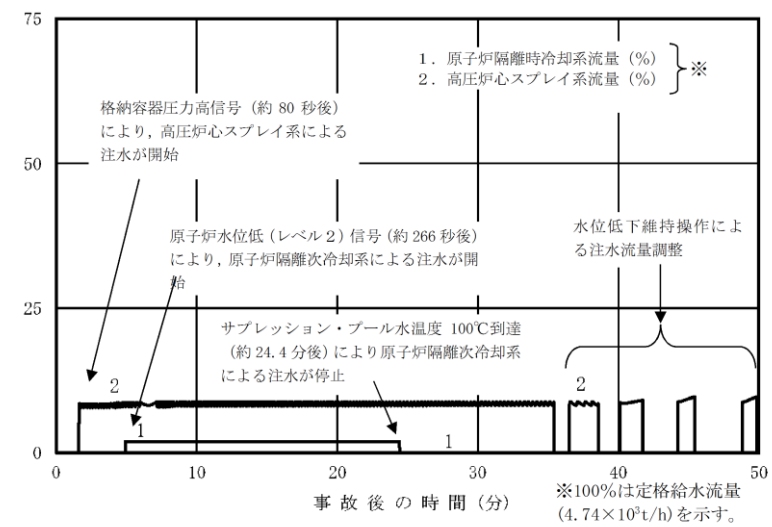
第 2.5-15 図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (長期)



第 2.5-16 図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (長期)



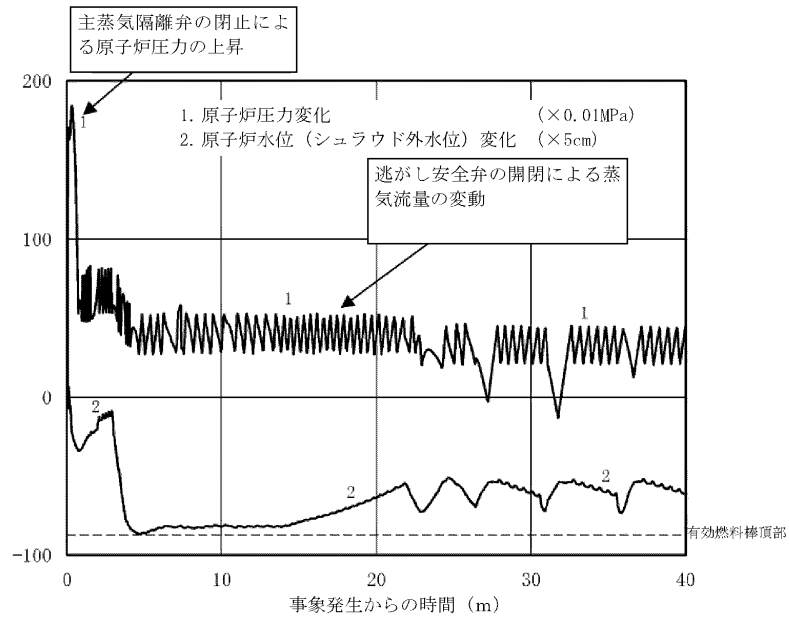
第 2.5.2-1(12) 図 原子炉蒸気流量，給水流量の推移
(事象発生から 50 分後まで)



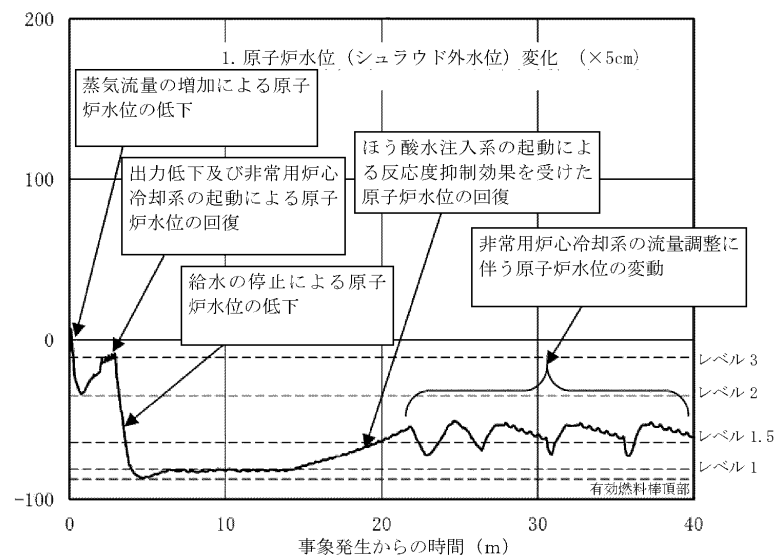
第 2.5.2-1(13) 図 原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (事象発生から 50 分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

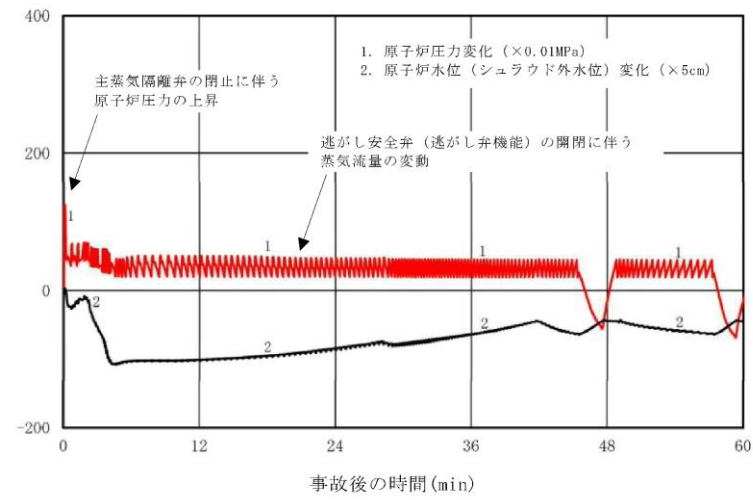
・解析結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】



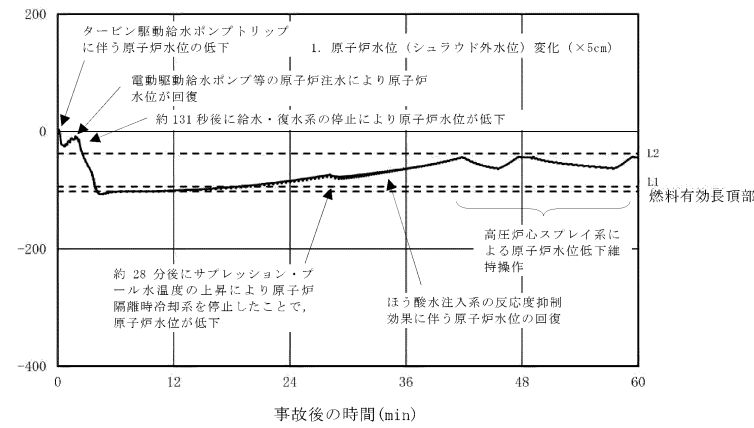
第 2.5.19 図 原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 40 分後まで）



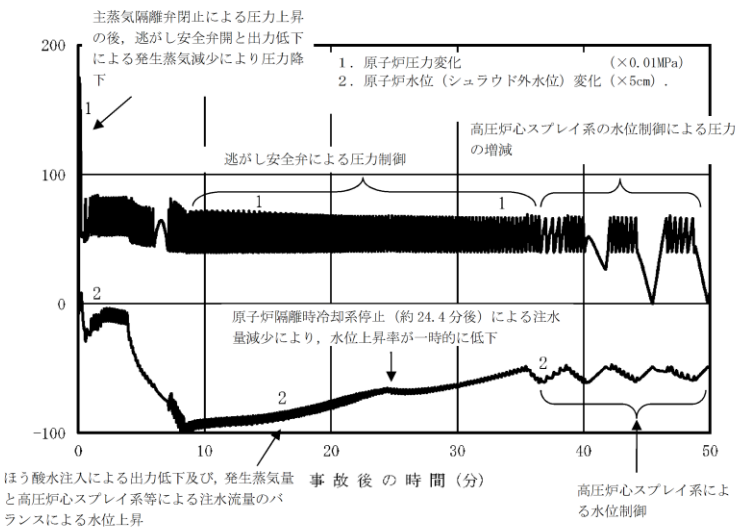
第 2.5.20 図 原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 40 分後まで）



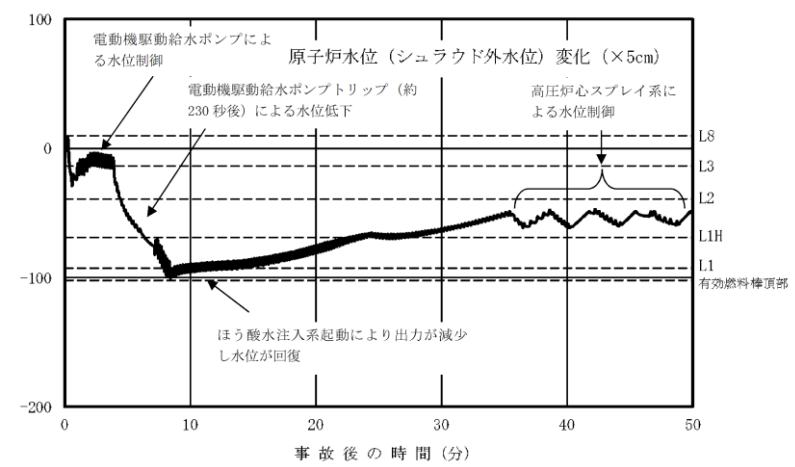
第 2.5-17 図 原子炉圧力及び原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（長期）



第 2.5-18 図 原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（長期）



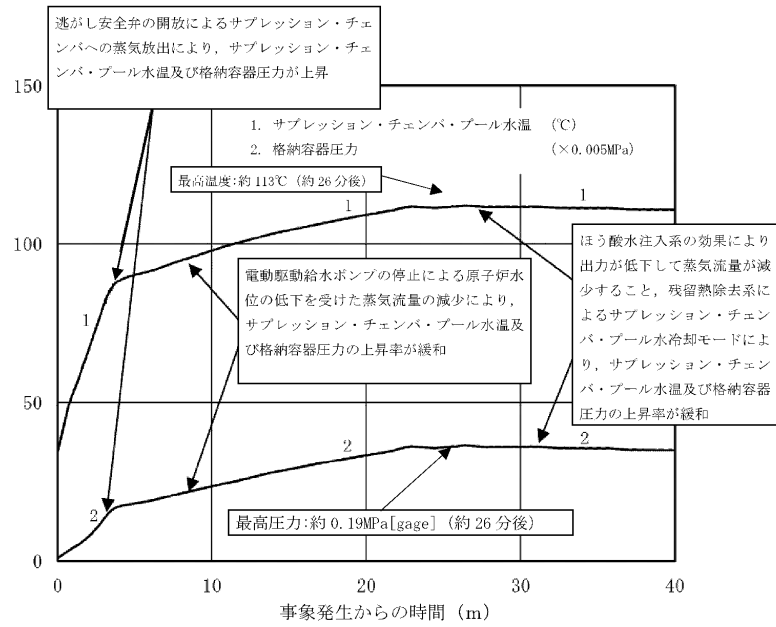
第 2.5.2-1(14) 図 原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 50 分後まで）



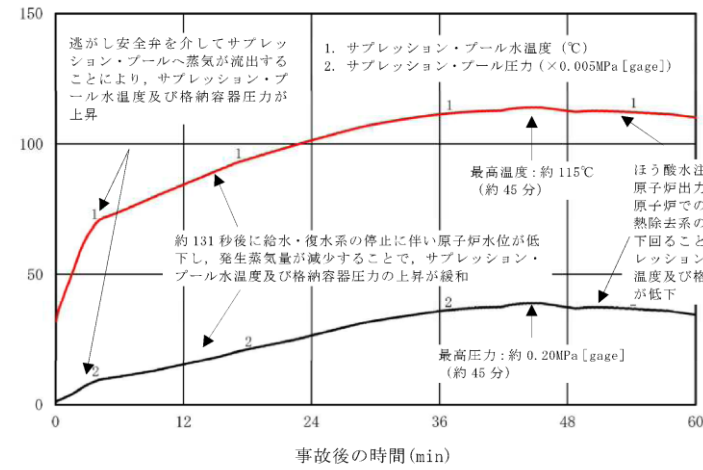
第 2.5.2-1(15) 図 原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 50 分後まで）

備考
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

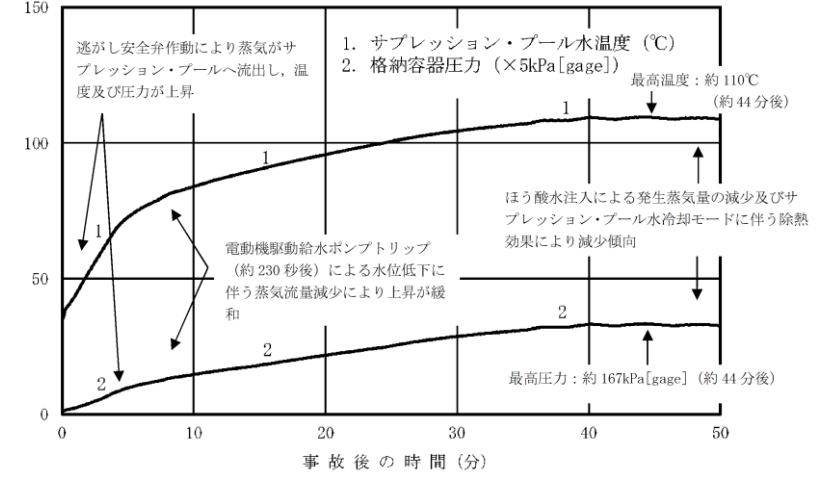
備考
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



第 2.5.21 図 サプレッション・チェンバ・プール水温、格納容器圧力の推移 (事象発生から 40 分後まで)

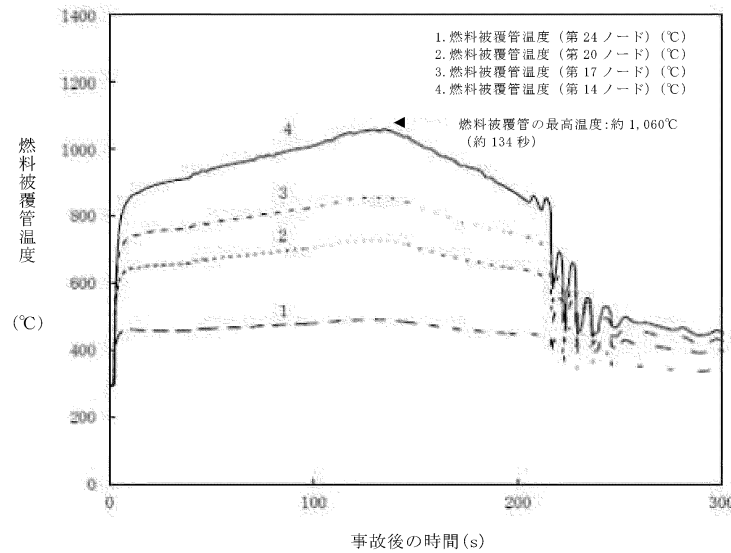


第 2.5-19 図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移 (長期)



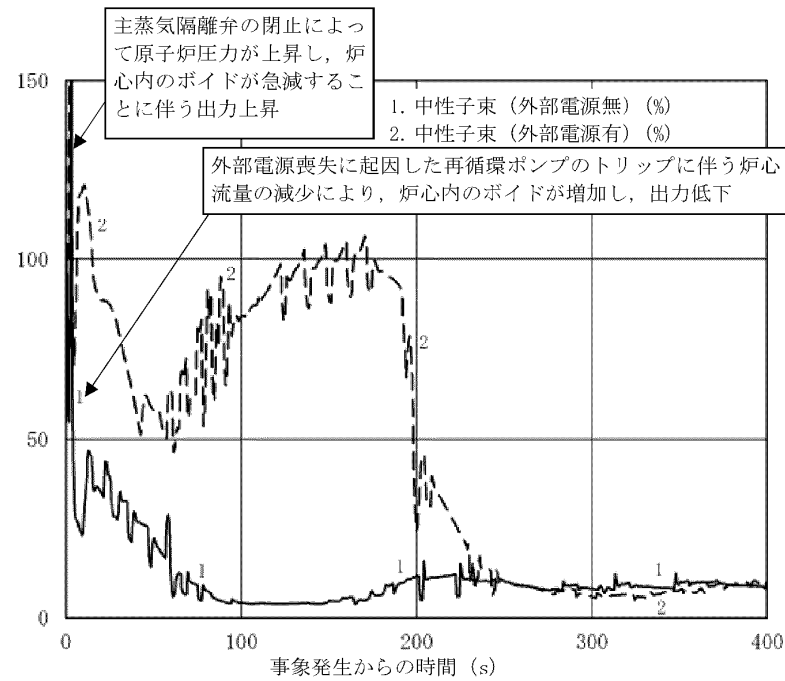
第 2.5.2-1(16) 図 サプレッション・プール水温度、格納容器圧力の推移 (事象発生から 50 分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

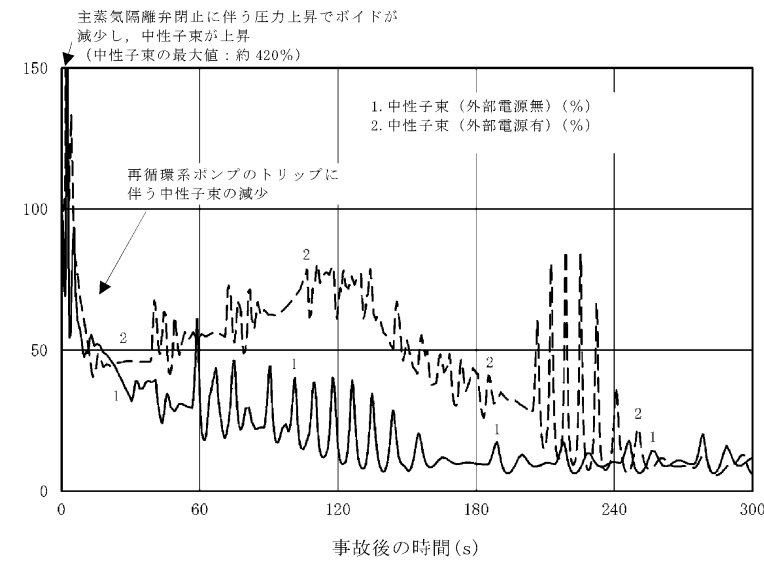


第 2.5-20 図 燃料被覆管温度 (リウエット考慮をしない場合) (短期)

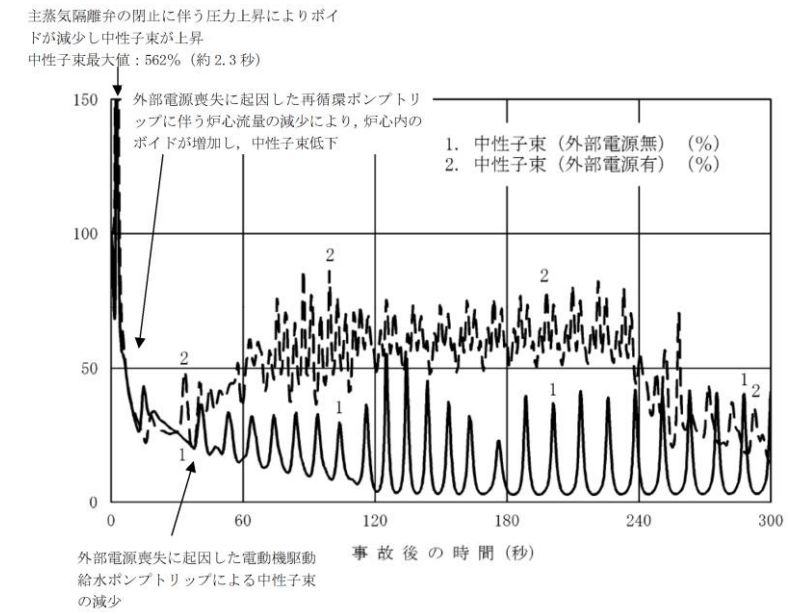
・記載箇所の相違
【東海第二】
島根 2号炉は、第 2.5.2-1(27) 図に記載。



第 2.5.22 図 外部電源がない場合の中性子束の推移
(事象発生から 400 秒後まで)

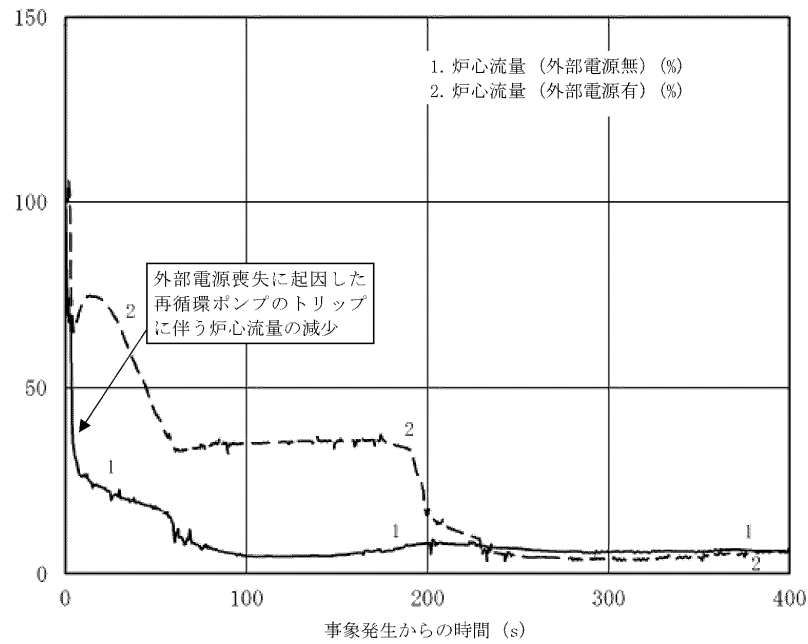


第 2.5-21 図 外部電源がない場合の中性子束の推移 (短期)

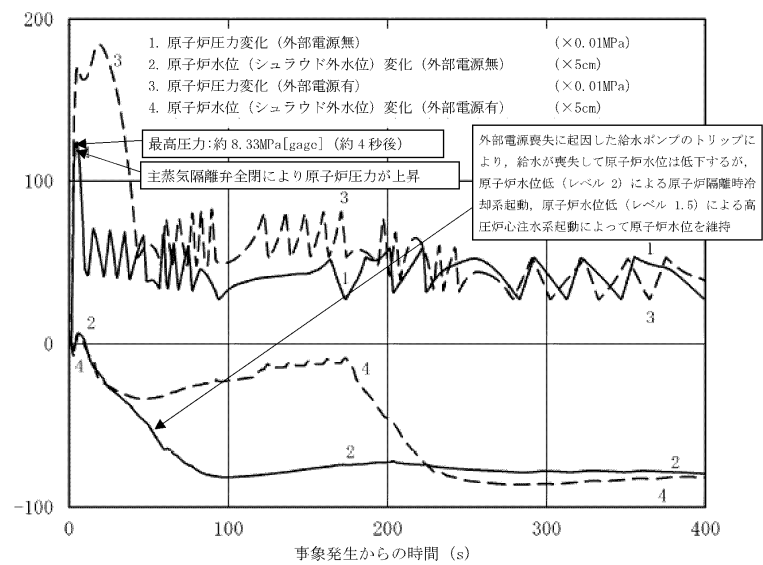


第 2.5.2-1(17)図 外部電源が無い場合の中性子束の推移
(事象発生から 300 秒後まで)

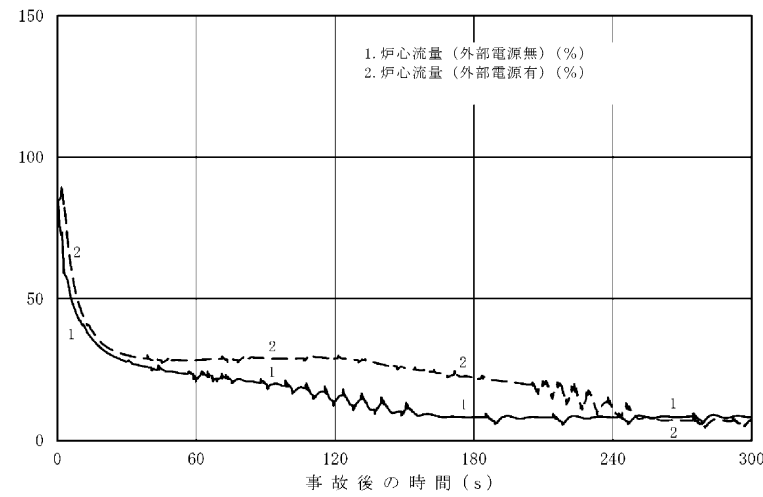
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



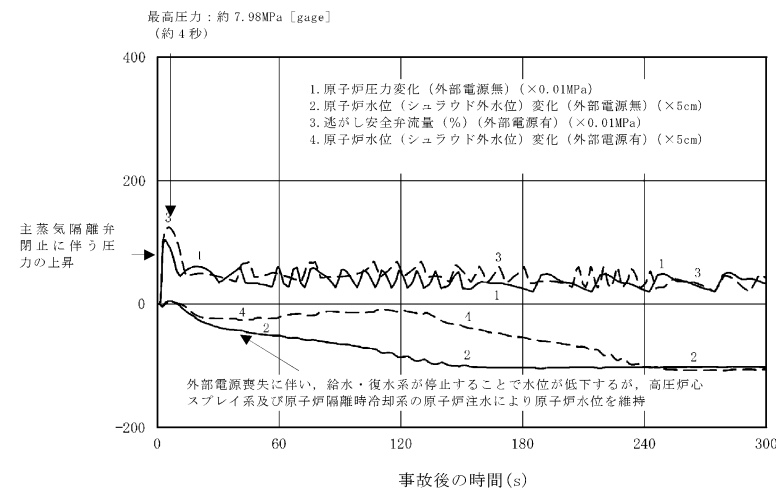
第 2.5.23 図 外部電源がない場合の炉心流量の推移
(事象発生から 400 秒後まで)



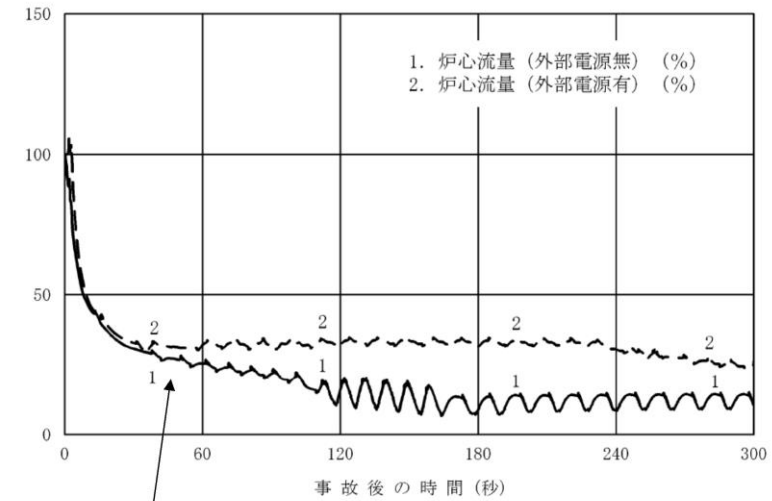
第 2.5.24 図 外部電源がない場合の原子炉圧力、原子炉水位
シュラウド外水位)の流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)



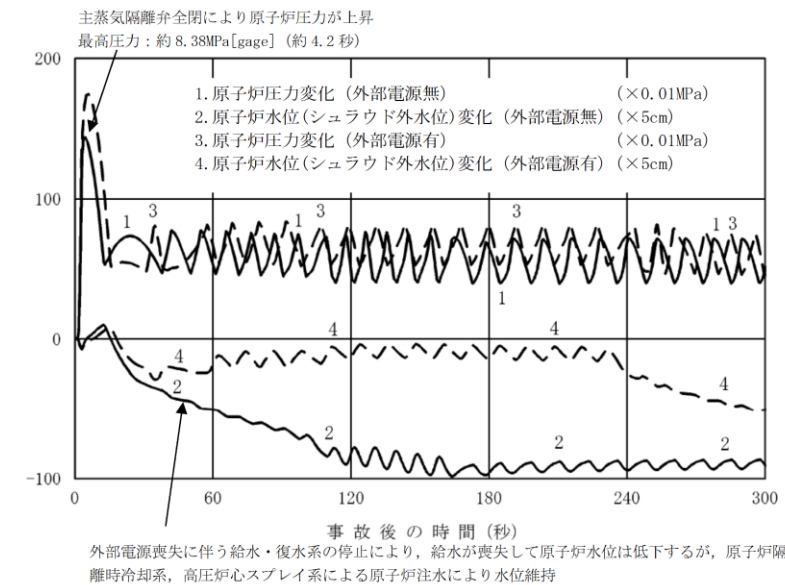
第 2.5-22 図 外部電源がない場合の炉心流量の推移
(短期)



第 2.5-23 図 外部電源がない場合の原子炉圧力及び原子炉水位
(シュラウド外水位)の推移 (短期)



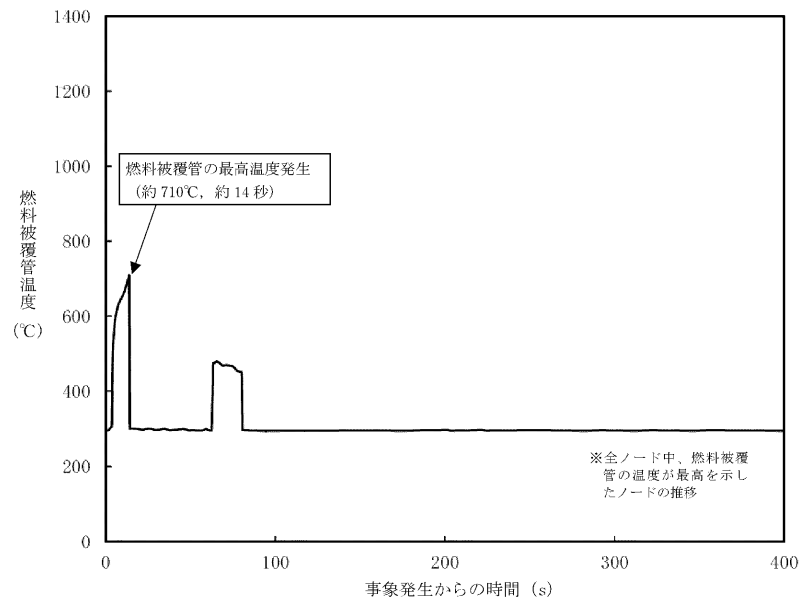
第 2.5.2-1(18) 図 外部電源が無い場合の炉心流量の推移
(事象発生から 300 秒後まで)



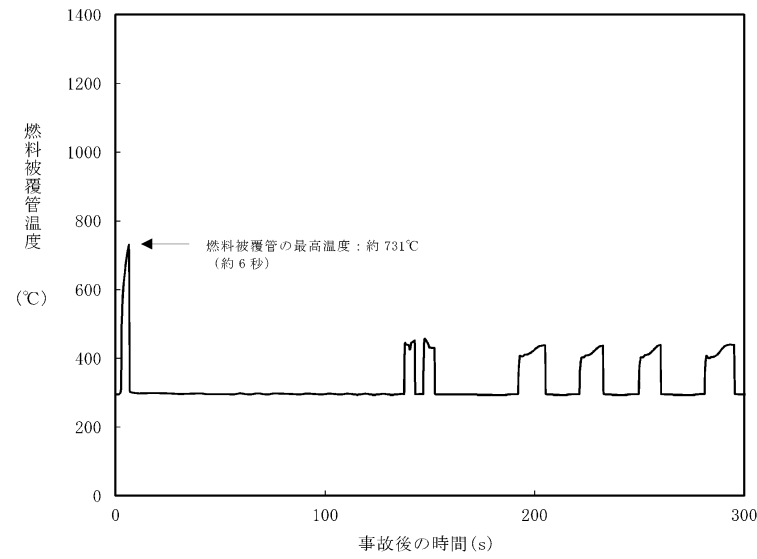
第 2.5.2-1(19) 図 外部電源が無い場合の原子炉圧力、原子炉水位
(シュラウド外水位)の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

備考
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

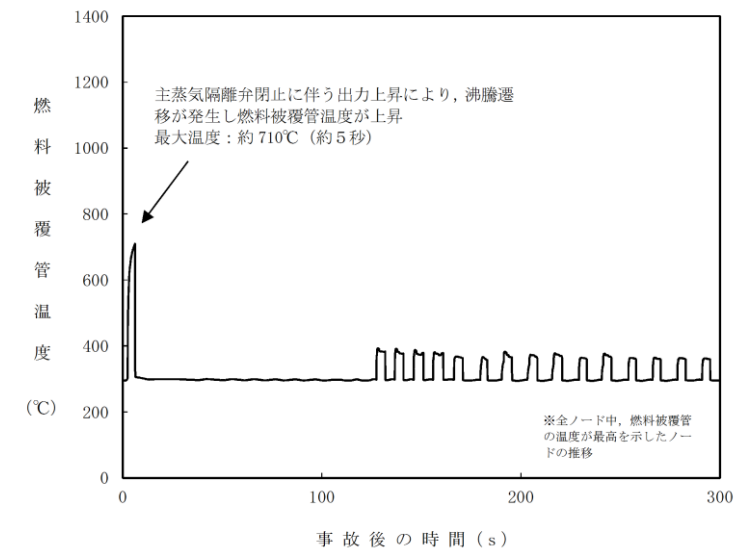
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



第 2.5.25 図 外部電源がない場合の燃料被覆管温度※の推移 (15 ノード, 事象発生から 400 秒後まで)

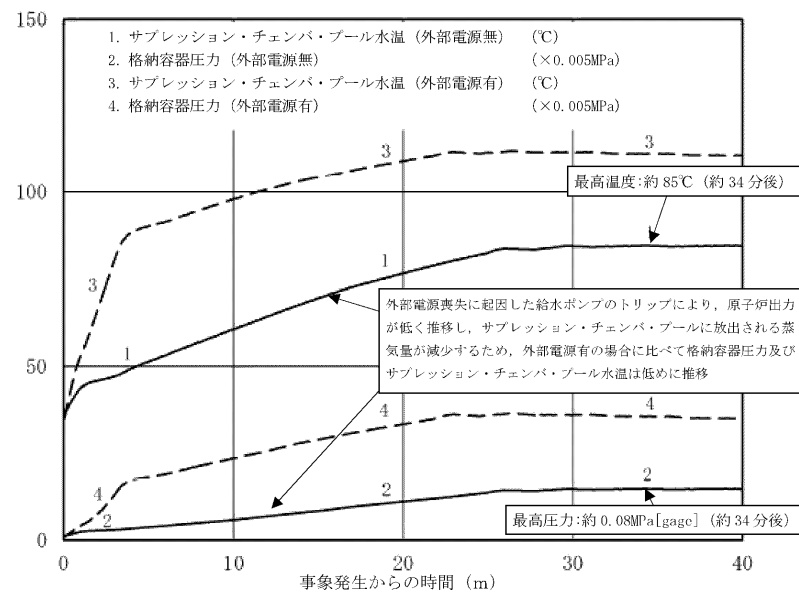


第 2.5-24 図 燃料被覆管温度 (燃料被覆管最高温度発生位置) の推移 (外部電源がない場合) (短期)

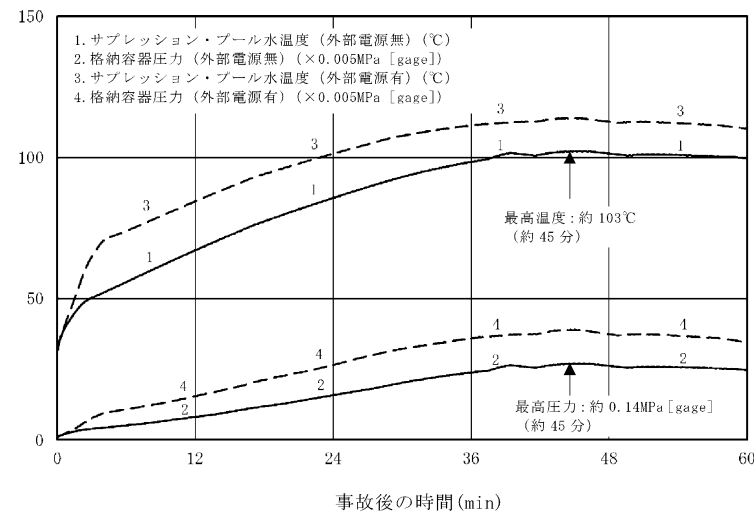


第 2.5.2-1(20) 図 外部電源が無い場合の燃料被覆管温度※の推移 (15 ノード, 事象発生から 300 秒後まで)

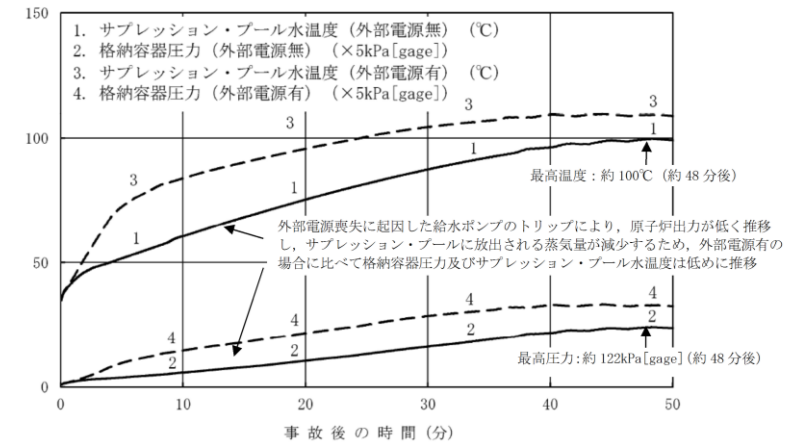
備考
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



第 2.5.26 図 外部電源がない場合のサプレッション・チェンバ・プール水温, 格納容器圧力の推移 (事象発生から 40 分後まで)

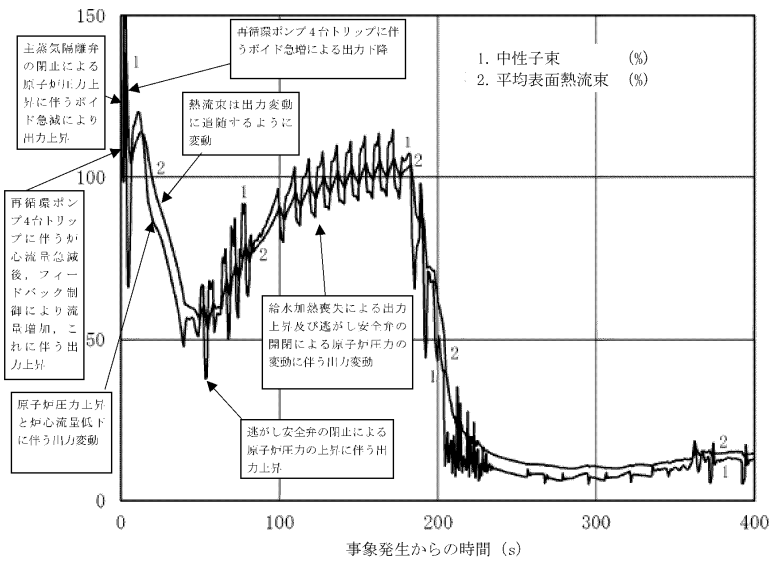


第 2.5-25 図 外部電源がない場合のサプレッション・プール水温及び格納容器圧力の推移 (長期)

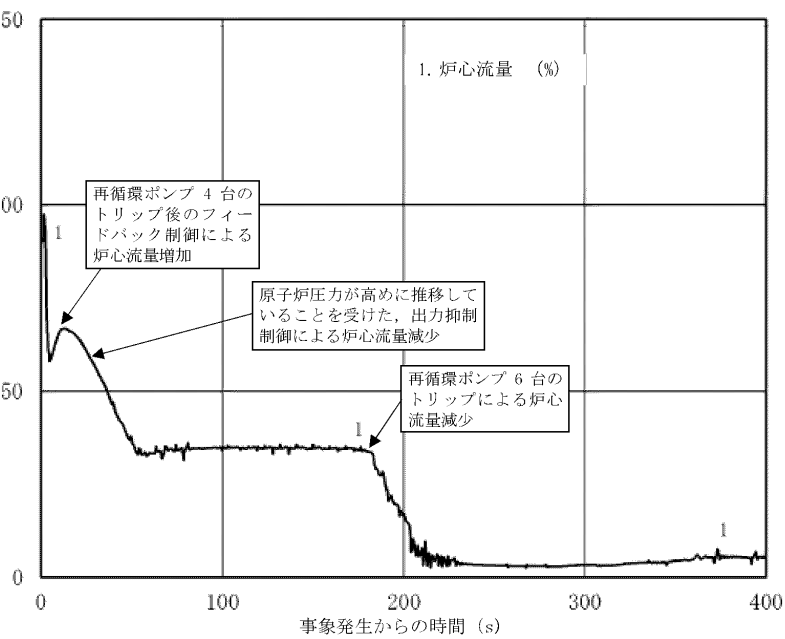


第 2.5.2-1(21) 図 外部電源が無い場合のサプレッション・プール水温, 格納容器圧力の推移 (事象発生から 50 分後まで)

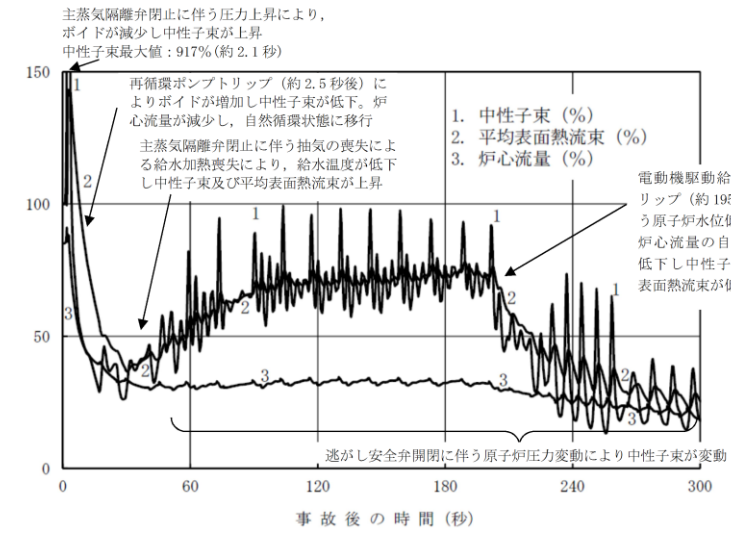
備考
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



第 2.5.27 図 初期炉心流量 90%の場合の中性子束、平均表面熱流束の推移 (事象発生から 400 秒後まで)

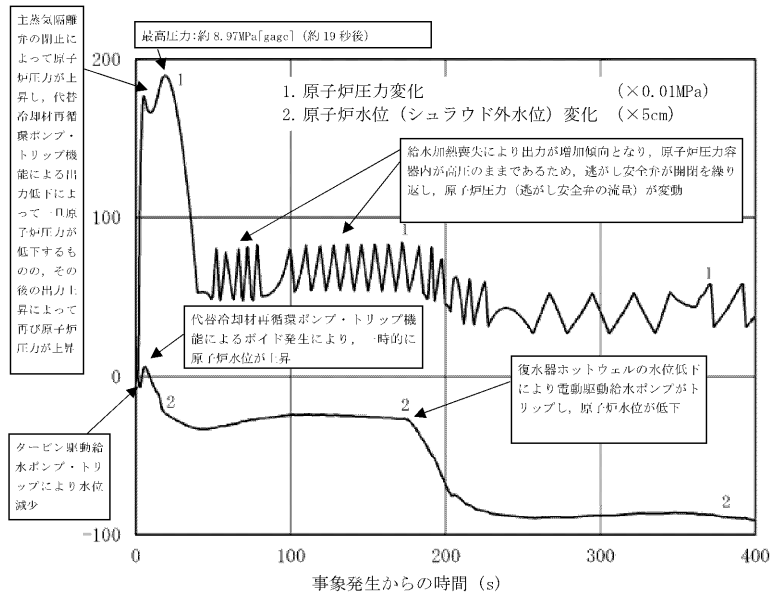


第 2.5.28 図 初期炉心流量 90%の場合の炉心流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)

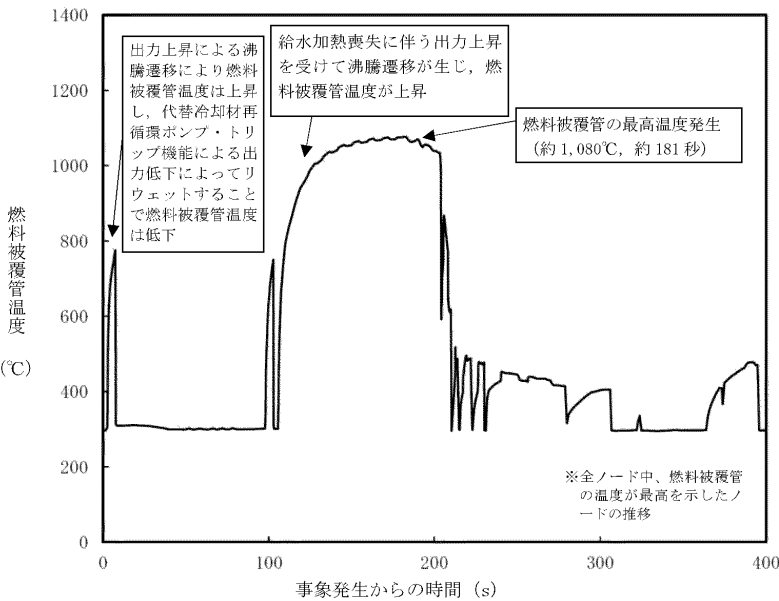


第 2.5.2-1(22) 図 初期炉心流量 85%の場合の中性子束、平均表面熱流束、炉心流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

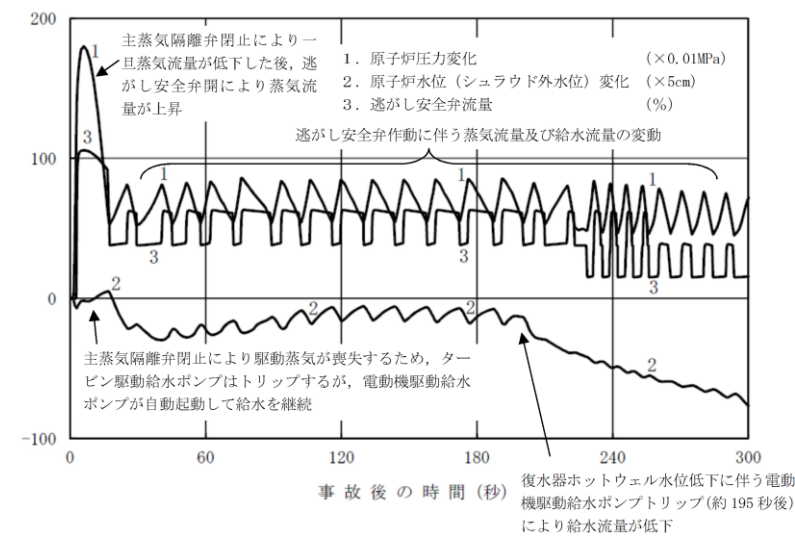
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
・解析条件の相違
【東海第二】
島根 2号炉は、炉心流量が少ない場合の感度解析を実施 (東海第二では炉心流量 85%をベースケースとしているため感度解析を実施していない)。



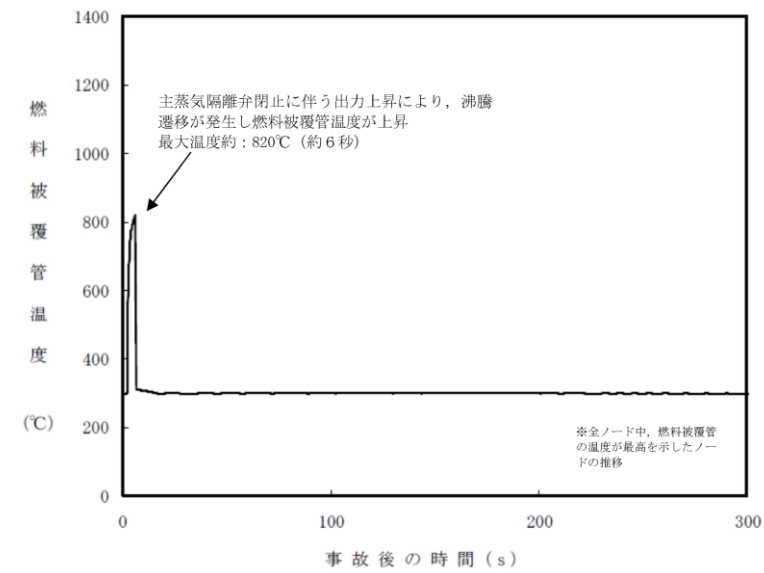
第 2.5.29 図 初期炉心流量 90%の場合の原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から 400 秒後まで)



第 2.5.30 図 初期炉心流量 90%の場合の燃料被覆管温度*の推移 (15 ノード, 事象発生から 400 秒後まで)



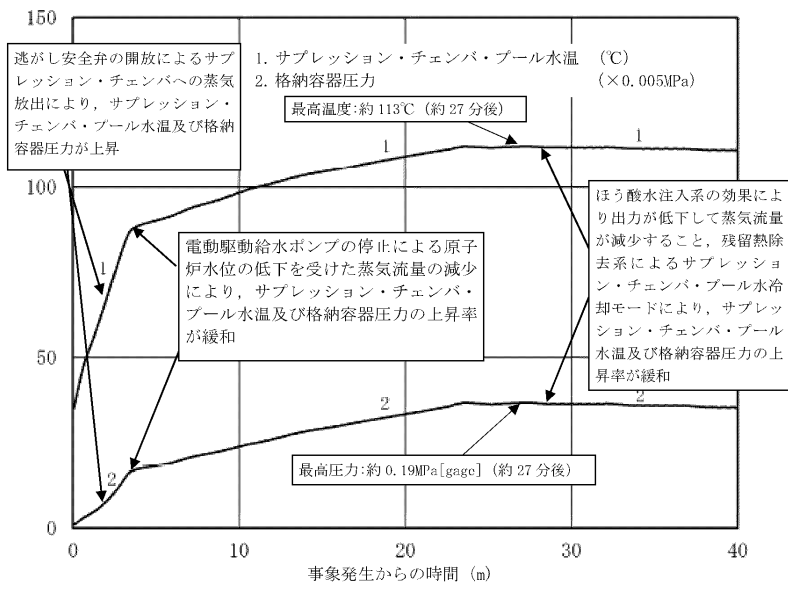
第 2.5.2-1(23) 図 初期炉心流量 85%の場合の原子炉圧力、原子炉水位 (シュラウド外水位)、逃がし安全弁流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)



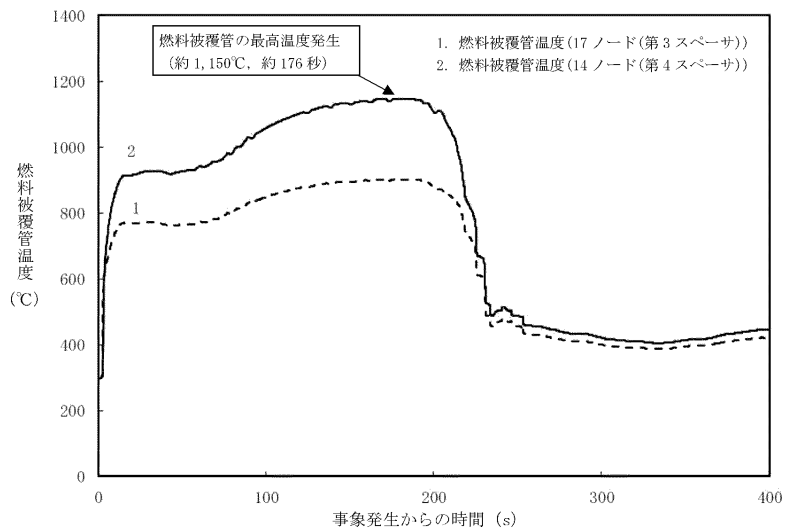
第 2.5.2-1(24) 図 初期炉心流量 85%の場合の燃料被覆管温度*の推移 (14 ノード, 事象発生から 300 秒後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
・解析条件の相違
【東海第二】
島根 2号炉は、炉心流量が少ない場合の感度解析を実施 (東海第二では炉心流量 85%をベースケースとしているため感度解析を実施していない)。

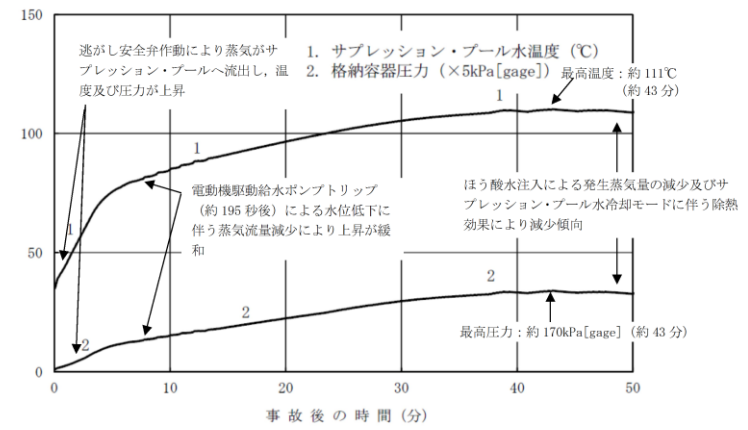
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
・解析条件の相違
【東海第二】
島根 2号炉は、炉心流量が少ない場合の感度解析を実施 (東海第二では炉心流量 85%をベースケースとしているため感度解析を実施していない)。



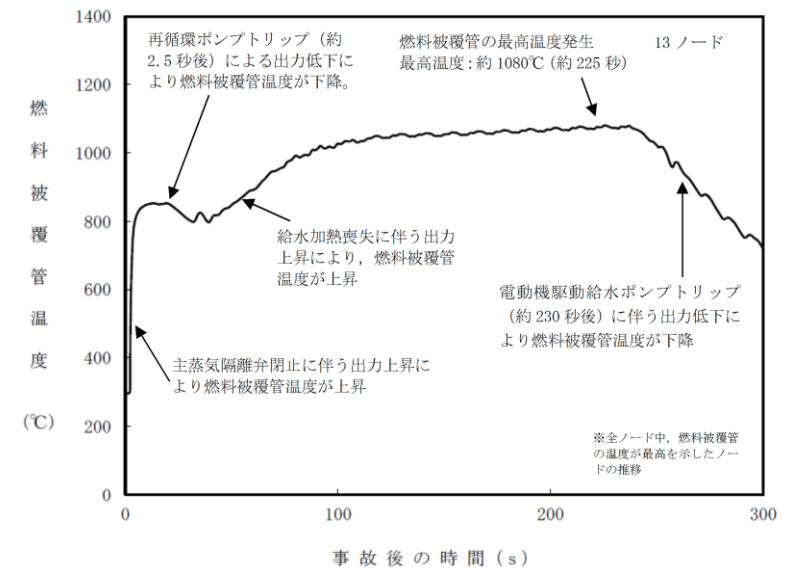
第 2.5.31 図 初期炉心流量 90% の場合のサプレッション・チェンバ・プール水温、格納容器圧力の推移 (事象発生から 40 分後まで)



第 2.5.32 図 燃料被覆管温度の推移 (リウエット考慮せず, 初期炉心流量 100%) (事象発生から 400 秒後まで)

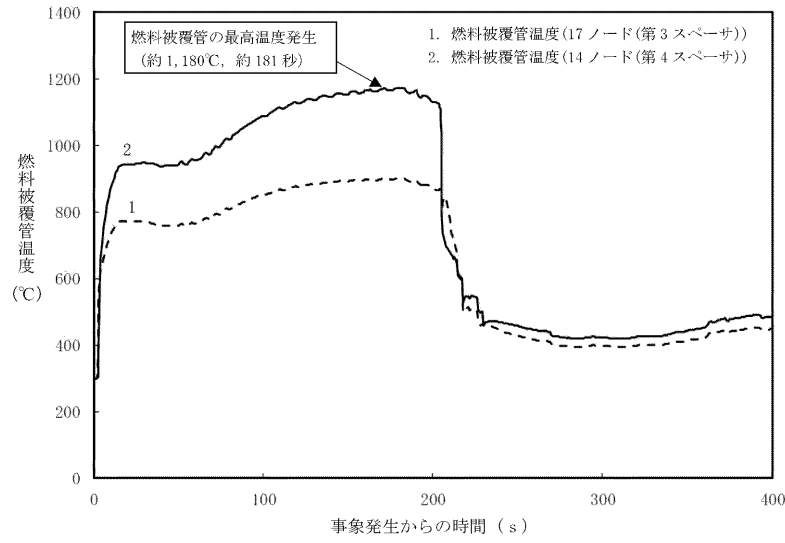


第 2.5.2-1(25) 図 初期炉心流量 85% の場合のサプレッション・プール水温度、格納容器圧力の推移 (事象発生から 50 分後まで)



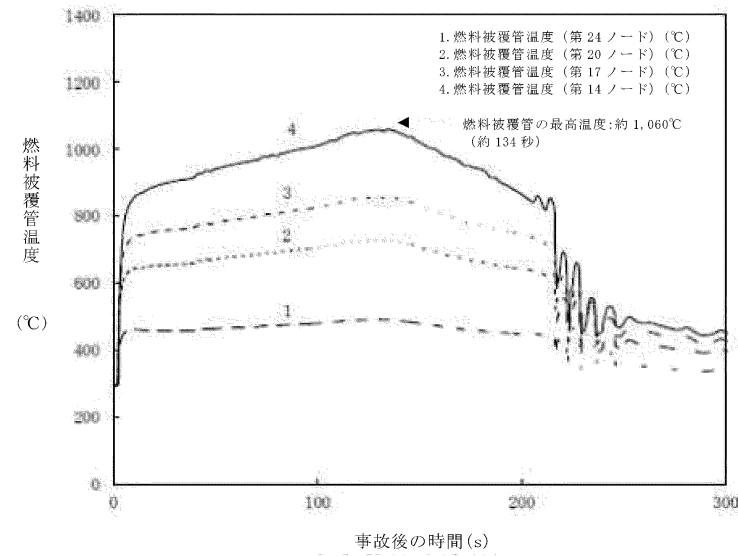
第 2.5.2-1(26) 図 燃料被覆管温度*の推移 (リウエット考慮せず, 初期炉心流量 100%) (事象発生から 300 秒後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
・解析条件の相違
【東海第二】
島根 2号炉は、炉心流量が少ない場合の感度解析を実施 (東海第二では炉心流量 85% をベースケースとしているため感度解析を実施していない)。



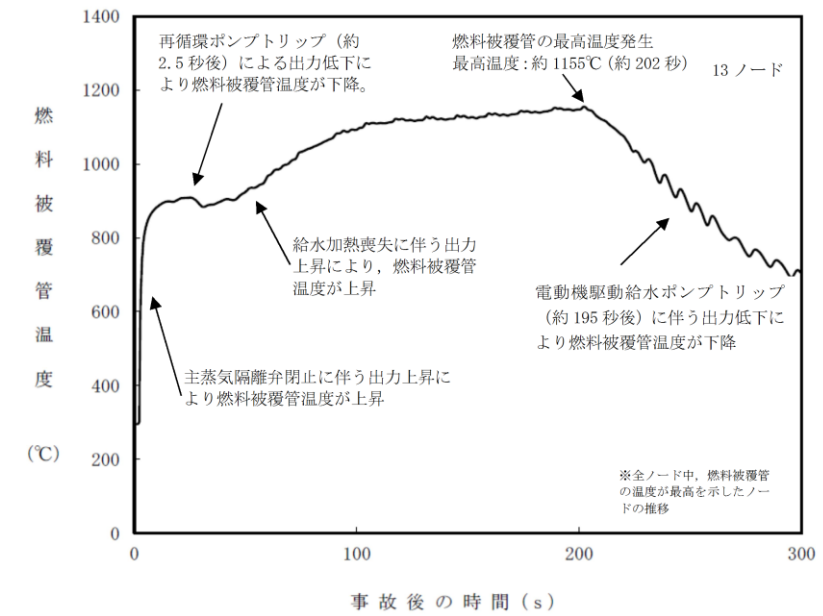
第 2.5.33 図 燃料被覆管温度の推移 (リウエット考慮せず, 初期炉心流量 90%) (事象発生から 400 秒後まで)

【比較のため、「第 2.5-20 図」を記載】



第 2.5-20 図 燃料被覆管温度 (リウエット考慮をしない場合) (短期)

【ここまで】



第 2.5.2-1(27)図 燃料被覆管温度*の推移 (リウエット考慮せず, 初期炉心流量 85%) (事象発生から 300 秒後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第 2.5.1 表 「原子炉停止機能喪失」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応設備	
		常設設備	可搬型設備
原子炉スクラム失敗確認	運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉スクラムすべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉に緊急挿入されない場合、原子炉スクラム失敗を確認する。	代替制御材再循環ポンプ・トリップ機能	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系統起動確認	逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、ドライウエル圧力高 (13.7kPa [gage]) により、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系及び低圧注水系が自動起動する。	逃がし安全弁 【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系】 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】	格納容器内圧力 (D/W) 原子炉炉水位 (S/C) 原子炉炉水位 (SA) 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【残留熱除去系ポンプ出口圧力】
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉水位維持	主蒸気隔離弁の閉止により、復水器ホットウエルの水位が低下し、格納容器圧力がトリップする。これにより復水器の全喪失となり、原子炉炉水位は低下するが、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系による原子炉注水が継続しているため炉心の冠水は維持される。	【原子炉隔離時冷却系】 【高圧炉心注水系】 【残留熱除去系】 代替制御材再循環ポンプ・トリップ機能	原子炉炉水位 (SA) 原子炉炉水位 【原子炉隔離時冷却系系統流量】 【高圧炉心注水系統流量】 【残留熱除去系ポンプ出口圧力】
高圧炉心注水による原子炉水位維持	高圧炉心注水系統の閉止により、原子炉炉水位を維持する。	高圧炉心注水系統	原子炉炉水位 (SA) 高圧炉心注水系統流量 復水器炉水位 (SA)
自動減圧系の自動起動停止	原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、高圧炉心注水系及び低圧注水系から大量の冷水が注水され、出力の色澤上昇に繋がる可能性があるため、自動減圧系の自動起動停止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。なお、自動減圧系による自動減圧は未然に阻止される。	自動減圧系の自動起動停止スイッチ	格納容器内圧力 (D/W) 格納容器内圧力 (S/C) 原子炉炉水位 (SA)
ほうろく水注入系による原子炉水位上昇	ほうろく水注入系を中長期調査からの遠隔操作により手動起動し、炉心へのほうろく水の注入を開始する。	ほうろく水注入系	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
残留熱除去系 (サブプレッジョン・チェンバ・プールの水冷却モード) 運転	中長期調査からの遠隔操作により残留熱除去系によるサブプレッジョン・チェンバ・プールの水冷却モード運転を開始し、原子炉隔離時冷却系を維持する。	【残留熱除去系 (サブプレッジョン・チェンバ・プールの水冷却モード)】	サブプレッジョン・チェンバ・プールの系統流量 【残留熱除去系系統流量】

① 【 】 : 重大事故等対応設備 (設計基準拡張)
 有効性評価上考慮しない操作

第 2.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について (1/2)

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
原子炉スクラム失敗確認	運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、全制御棒が全挿入位置まで挿入されることが確認できない場合、原子炉自動スクラム失敗を確認する。	A T W S 緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能)	平均出力領域計装* 起動領域計装*
格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系統起動確認	逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力上昇し、ドライウエル圧力高 (13.7kPa [gage]) により、高圧炉心スプレイレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系) が自動起動する。	逃がし安全弁 (安全弁機能)* 高圧炉心スプレイレイ系* サブプレッジョン・チェンバ*	ドライウエル圧力 原子炉炉水位 (SA 広帯域) 原子炉炉水位 (SA 燃料域)* 原子炉炉水位 (広帯域)* 原子炉炉水位 (燃料域)* 高圧炉心スプレイレイ系系統流量*
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイレイ系による原子炉水位維持	主蒸気隔離弁の閉止により、復水器ホットウエルの水位が低下し給水・復水系がトリップする。これにより給水流量の全喪失となり、原子炉炉水位は低下し、原子炉水位異常低下 (レベル 2) により原子炉隔離時冷却系が自動起動する。原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイレイ系による原子炉注水により炉心冷却は維持される。	原子炉隔離時冷却系* 高圧炉心スプレイレイ系* サブプレッジョン・チェンバ*	原子炉炉水位 (SA 広帯域) 原子炉炉水位 (SA 燃料域)* 原子炉炉水位 (広帯域)* 原子炉炉水位 (燃料域)* 原子炉隔離時冷却系系統流量* 高圧炉心スプレイレイ系系統流量*

① * 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

第 2.5.1-1 表 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について (1/2)

判断及び操作	手 順	重大事故等対応設備	
		常設設備	可搬型設備
原子炉スクラム失敗確認	運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉がスクラムすべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉へ挿入されない場合、原子炉スクラム失敗を確認する。	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	平均出力領域計装
格納容器圧力上昇による高圧・低圧注水系統起動確認	逃がし安全弁の作動により、格納容器圧力が上昇し、格納容器圧力高 (13.7kPa [gage]) により、高圧炉心スプレイレイ系、低圧炉心スプレイレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水モード) が自動起動する。	逃がし安全弁 【高圧炉心スプレイレイ系】 【低圧炉心スプレイレイ系】 【残留熱除去系 (低圧注水モード)】	ドライウエル圧力 (SA) サブプレッジョン・チェンバ圧力 (SA) 原子炉炉水位 (SA) 原子炉炉水位 (広帯域) 原子炉炉水位 (燃料域) 【高圧炉心スプレイレイポンプ出口流量】 【低圧炉心スプレイレイポンプ出口圧力】 【残留熱除去ポンプ出口圧力】
原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイレイ系による原子炉水位維持	主蒸気隔離弁の閉止により、復水器ホットウエルの水位が低下し給水・復水系のポンプがトリップする。これにより給水流量の全喪失となり、原子炉炉水位は低下するが、原子炉隔離時冷却系により原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイレイ系による原子炉注水が継続しているため炉心の冠水は維持される。	【高圧炉心スプレイレイ系】 【原子炉隔離時冷却系】 サブプレッジョン・チェンバ	原子炉炉水位 (SA) 原子炉炉水位 (広帯域) 原子炉炉水位 (燃料域) 【高圧炉心スプレイレイポンプ出口流量】 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】

① 【 】 : 重大事故等対応設備 (設計基準拡張)
 有効性評価上考慮しない操作

備考

- 本文比較表に記載の相違以外で主要な相違について記載
- 記載方針の相違

【東海第二】

①島根2号炉は、重大事故等時に設計基準対象施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対応設備 (設計基準拡張)」と位置付けている。

第2.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について (2/2)

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
自動減圧系の自動起動阻止	原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、高圧炉心スプレイス系、低圧炉心スプレイス及び残留熱除去系(低圧注水系)から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇につながる可能性があるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。なお、自動減圧系の起動阻止スイッチの操作により、過渡時自動減圧機能による自動減圧も未然に阻止される。	自動減圧系の起動阻止スイッチ	-	ドライウェル圧力 原子炉水位 (S A広帯域) 原子炉水位 (S A燃料域) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域)
ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作	ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。	ほう酸水注入系*	-	平均出力領域計装* 起動領域計装*
残留熱除去系(サブプレッション・プールの冷却系)運転	中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系(サブプレッション・プールの冷却系)の運転を開始し、格納容器除熱を開始する。	残留熱除去系(サブプレッション・プールの冷却系)* サブプレッション・チェンバ*	-	サブプレッション・プールの水温度 残留熱除去系系統流量*

① * 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

第2.5. 1-1 表 「原子炉停止機能喪失」の重大事故等対策について (2/2)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
自動減圧系の自動起動阻止	原子炉スクラム失敗時に自動減圧系が自動起動すると、低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系(低圧注水モード)から大量の冷水が注水され、出力の急激な上昇に繋がるため、自動減圧系の起動阻止スイッチを用いて自動減圧系の自動起動を未然に阻止する。また、代替自動減圧系による阻止スイッチ操作により、代替自動減圧系による自動減圧に未然に阻止する。	自動減圧起動阻止スイッチ 代替自動減圧起動阻止スイッチ	-	ドライウェル圧力 (S A) サブプレッション・チェンバ圧力 (S A) 原子炉水位 (S A) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域)
ほう酸水注入系による原子炉未臨界操作	ほう酸水注入系を中央制御室からの遠隔操作により手動起動し、炉心へのほう酸水の注入を開始する。	ほう酸水注入系	-	平均出力領域計装 中性子源領域計装
残留熱除去系(サブプレッション・プールの冷却モード)運転による原子炉格納容器除熱	中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系によるサブプレッション・プールの冷却モード運転を開始し、原子炉格納容器除熱を開始する。	【残留熱除去系(サブプレッション・プールの冷却モード)】	-	サブプレッション・プールの水温度 (S A) 【残留熱除去系ポンプ出口流量】

① 【 】 : 重大事故等対処設備(設計基準拡張)の有効性評価上考慮しない操作

第2.5.2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	プラント動特性: REDY	-
原子炉熱出力	3, 926MWt	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	7. 07MPa [gauge]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーターから+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	52. 2×10 ⁴ t/h	定格炉心流量として設定
主蒸気流量	7. 64×10 ³ t/h	定格主蒸気流量として設定
給水温度	215℃	初期温度 215℃から主蒸気隔離弁閉に伴う給水加熱喪失の後、200秒程度で57℃まで低下し、その後は57℃一定に設定
燃料及び炉心	9×9燃料 (A型) (単一炉心)	9×9燃料 (A型) と9×9燃料 (B型) の熱水力的な特性はほぼ同等であることから、代表的に9×9燃料 (A型) を設定
核データ (動的ボイド係数)	サイクル末期の値の1.25倍	サイクル末期の方がサイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大き
核データ (動的ドップラ係数)	サイクル末期の値の0.9倍	く、保守的な評価となることから、サイクル末期として設定
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 (ウエットウエル)	空間部: 5, 960m ³ 液相部: 3, 580m ³	ウエ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)
サプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・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 [gauge]	通常運転時の格納容器圧力として設定
復水貯蔵槽水温	32℃	復水貯蔵槽水温の実績値を踏まえて保守的に設定

第2.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (1/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	プラント動特性: REDY	-
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 (圧力容器ドーム部)	6. 93MPa [gauge]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレーターから+126 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	約 41. 06×10 ⁴ t/h (85%)	① 原子炉定格出力時の下限流量として設定
主蒸気流量	6, 420t/h	定格主蒸気流量として設定
給水温度	約 216℃	初期温度約 216℃から主蒸気隔離弁閉止に伴う給水加熱喪失の後、電動駆動給水ポンプ停止時点で約 84℃まで低下
燃料及び炉心	9×9燃料 (A型) 単一炉心	② 9×9燃料 (A型) と9×9燃料 (B型) の熱水力的な特性はほぼ同等であることから、代表的に9×9燃料 (A型) を設定
核データ (動的ボイド係数)	平衡サイクル末期の値の1.25倍	サイクル末期の方がサイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大き
核データ (動的ドップラ係数)	平衡サイクル末期の値の0.9倍	く、保守的な評価となることから、サイクル末期として設定
格納容器体積 (ドライウエル)	5, 700m ³	設計値
格納容器体積 (サプレッション・チェンバ)	空間部: 4, 100m ³ 液相部: 3, 300m ³	③ 設計値 (通常運転時のサプレッション・プール水位の下限値として設定)
サプレッション・プール水温	32℃	通常運転時のサプレッション・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5kPa [gauge]	通常運転時の格納容器圧力を包含する値

第2.5.2-1表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	プラント動特性: REDY	-
原子炉熱出力	2, 436MW	定格原子炉熱出力として設定
原子炉圧力	6. 93MPa [gauge]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常水位 (気水分離器下端から+83 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	35. 6×10 ⁴ t/h	① 定格炉心流量として設定
主蒸気流量	4. 74×10 ⁴ t/h	定格主蒸気流量として設定
給水温度	214℃	初期温度 214℃から主蒸気隔離弁閉止に伴う給水加熱喪失後230秒程度で約 55℃まで低下し、その後は55℃一定に設定
燃料及び炉心	9×9燃料 (A型) 及びMOX燃料228体を装荷した平衡炉心	② 圧力上昇によるボイドの減少により印加される正の反応度を厳しく評価するため、絶対値の大きい9×9燃料 (A型) 及びMOX燃料228体を装荷した平衡サイクル末期を設定
核データ (動的ボイド係数)	9×9燃料 (A型) 及びMOX燃料228体を装荷した平衡サイクル末期時点の1.25×1.02倍した値	
核データ (動的ドップラ係数)	9×9燃料 (A型) 及びMOX燃料228体を装荷した平衡サイクル末期時点の0.9×0.99倍した値	
格納容器空間容積 (ドライウエル)	7, 900m ³	ドライ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) を設定
格納容器空間容積 (サプレッション・チェンバ)	空間部: 4, 700m ³ 液相部: 2, 800m ³	③ サプレッション・チェンバ内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定
サプレッション・プール水温	35℃	通常運転時のサプレッション・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5. 2kPa [gauge]	通常運転時の格納容器圧力として設定

- ・解析条件の相違
- 【東海第二】
- ①島根2号炉は、プラント設計のベースとなる定格炉心流量を設定。低炉心流量の影響は感度解析で確認。
- 【柏崎6/7, 東海第二】
- ②島根2号炉は、MOX燃料を考慮した設定としている。
- 【東海第二】
- ③島根2号炉は、サプレッション・プール水位に設計値を使用 (東海第二は設計値の下限を使用)。
- 【柏崎6/7】
- ④島根2号炉は、水源をサプレッション・プールとしている (柏崎6/7は水源をCSPからS/Pに切り替えている)。

第2.5.2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (2/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	炉心への反応度印加の観点が厳しい過渡事象として設定
	安全機能等の喪失に対する仮定	バックアップも含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定
重大事故対策に関連する機器条件	評価対象とする炉心の状態	サイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きくなり、保守的な評価となることを考慮して設定
	外部電源	外部電源がある場合、再循環ポンプは、事象発生と同時にトリップせず、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサブレーション・チェンバ、プール水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなることを考慮して設定
	原子炉スクラム信号	—
	主蒸気隔離弁の閉止に要する時間	設計値の下限 (最も短い時間) として設定
	代替冷却材再循環ポンプ・トリップ機能	原子炉冷却材再循環系のインターローロックとして設定
	原子炉再循環流量制御系	—
	逃がし安全弁	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	逃がし弁機能	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	自動減圧ロジックによる自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	作動時間：ドライウエル水位低 (レベル1) 到達から 30 秒後	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定

第2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (2/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	炉心への反応度印加の観点が厳しい過渡事象として設定
	安全機能の喪失に対する仮定	バックアップも含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定
	評価対象とする炉心の状態	サイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きくなり、保守的な評価となることを考慮して設定
	外部電源	外部電源がある場合、事象発生と同時に給水・復水系及び再循環系ポンプがトリップせず、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサブレーション・プール水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなることを考慮して設定
	自動減圧ロジックによる自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定

第2.5.2-1 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (2/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	炉心への反応度印加の観点が厳しい過渡事象として設定
	安全機能等の喪失に対する仮定	バックアップも含めた全ての制御棒挿入機能の喪失を設定
	評価対象とする炉心の状態	サイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きくなり、保守的な評価となることを考慮して設定
	外部電源	外部電源がある場合、原子炉再循環ポンプは事象発生と同時にトリップせず、原子炉出力が高く維持されることから、燃料被覆管温度、格納容器圧力及びサブレーション・プール水温の上昇の観点で事象進展が厳しくなることを考慮して設定
	原子炉スクラム信号	—
	主蒸気隔離弁閉止に要する時間	設計上の下限値 (最も短い時間) として設定
	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能	代替原子炉再循環ポンプトリップ機能の設計値として設定
	逃がし安全弁	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	自動減圧ロジックによる自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧	逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
	作動時間：格納容器圧力高 (レベル1) 到達から 120 秒後	逃がし安全弁の自動減圧機能の設計値として設定

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (3/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
主蒸気隔離弁の閉止に要する時間	3秒	設計値の下限 (最も短い時間) 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、原子炉炉圧力高(7.39MPa[gage] (遅れ時間 0.2秒)) で2台全てトリップ	再循環系のインターロックとして設定
逃がし弁機能	逃がし弁機能 7.37MPa [gage] ×2個, 354.6t/h (1個当たり) 7.44MPa [gage] ×4個, 357.8t/h (1個当たり) 7.51MPa [gage] ×4個, 361.1t/h (1個当たり) 7.58MPa [gage] ×4個, 364.3t/h (1個当たり) 7.65MPa [gage] ×4個, 367.6t/h (1個当たり)	原子炉圧力が低めに維持される方が、原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイス系の注水流量が大きくなり、原子炉水位が高めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となることから、逃がし弁機能を設定
逃がし安全弁	自動減圧系による逃がし安全弁 (自動減圧系) による原子炉急速減圧 作動時間: ドライウエル圧力高 (13.7kPa [gage]) 及び原子炉水位異常低下 (レベル1) 到達から120秒後	逃がし安全弁の自動減圧機能の設計値として設定
電動駆動給水ポンプ	・主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプが停止した後、電動駆動給水ポンプが自動起動するものとする ・復水器ホットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップ	電動駆動給水ポンプ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

・解析条件の相違
【東海第二】

第2.5.2-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
電動駆動給水ポンプ	<ul style="list-style-type: none"> 主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後、電動駆動給水ポンプが自動起動するものとする。 復水器ホットウェル水位の低下により電動駆動給水ポンプがトリップ 	電動駆動給水ポンプの設計値として設定
原子炉隔離時冷却系	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低 (レベル2) 又はドライウェル圧力高信号 (13.7kPa [gage]) によって自動起動 注水遅れ時間 30 秒 注水流量 182m³/h (8.12~1.03MPa [dif] において) 	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定
高圧炉心注水系	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低 (レベル1.5) 又はドライウェル圧力高信号 (13.7kPa [gage]) によって自動起動 注水遅れ時間 24 秒 (設計値の 37 秒から非常用ディゼル発電機の起動遅れ 13 秒を除いた値) 注水流量 182~727m³/h (8.12~0.69MPa [dif] において) 	高圧炉心注水系の設計値として設定
ほう酸水注入系	<ul style="list-style-type: none"> 注水流量 190L/min ほう酸濃度 13.4wt% 	ほう酸水注入系の設計値として設定
残留熱除去系 (サブレーション・チェンバ・プール水冷却モード)	<ul style="list-style-type: none"> 熱交換器 1 基あたり約 8MW (サブレーション・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

重大事故等対策に関連する機器条件

第2.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (4/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉隔離時冷却系	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位異常低下 (レベル2) によって自動起動 注水遅れ時間 0 秒 注水流量 136.7m³/h (7.86MPa [gage] ~ 1.04MPa [gage] において) 	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 注水遅れ時間は原子炉隔離時冷却系による原子炉注水開始タイミングが早い方が、原子炉水位が高めに維持されることで原子炉出力の観点で厳しい設定となることから、0秒を設定
高圧炉心スプレイ系	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位異常低下 (レベル2) 又はドライウェル圧力高 (13.7kPa [gage]) によって自動起動 注水遅れ時間 0 秒 注水流量 145m³/h ~ 1,506m³/h (8.30MPa [dif] ~ 0MPa [dif] において) 	高圧炉心スプレイ系の設計値として設定 注水遅れ時間は原子炉注水開始タイミングが早い方が、原子炉水位が高めに維持されることで原子炉出力の観点で厳しい設定となることから、0秒を設定 ⑥ 炉心に冷水が大量に注水され、原子炉水位が高めに維持される方が原子炉出力の観点で厳しい設定となることから、ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量特性を設定

重大事故等対策に関連する機器条件

第2.5.2-1表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
電動機駆動給水ポンプ	<ul style="list-style-type: none"> 主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプがトリップした後、電動機駆動給水ポンプが自動起動するものとする。 復水器ホットウェル水位の低下により電動機駆動給水ポンプがトリップ 	電動機駆動給水ポンプの設計値として設定
原子炉隔離時冷却系	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低 (レベル2) 信号によって自動起動 注水遅れ時間 30 秒 注水流量 91m³/h (8.21~0.74MPa [dif] において)、サブレーション・プール水温 100℃ 到達後は停止 	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定
高圧炉心スプレイ系	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位低 (レベル1H) 又は格納容器圧力高 (13.7kPa [gage]) 信号によって自動起動 注水遅れ時間 17 秒 (設計値の 30 秒から D/G の起動遅れ 13 秒を除いた値) 注水流量 318 ~ 1,050m³/h (8.14~1.38MPa [dif] において) 	高圧炉心スプレイ系の設計値として設定 ⑥
ほう酸水注入系	<ul style="list-style-type: none"> 注水流量 162L/分 ほう酸濃度 13.4wt% 	ほう酸水注入系の設計値として設定
残留熱除去系 (サブレーション・プール水冷却モード)	<ul style="list-style-type: none"> 熱交換器 1 基あたり約 9MW (サブレーション・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

重大事故等対策に関連する機器条件

- ・解析条件の相違
- 【東海第二】
- ⑤R C I CとH P C Sの注水遅れについて、島根2号炉は設計値に基づいた設定としている(東海第二は原子炉水位を高めにする条件として、遅れ時間0秒を設定している)。
- ⑥H P C Sの注水流量特性について、島根2号炉は、設計値を設定している(東海第二は水位を高めにする条件として、大きめの注水流量特性を設定している)。

第2.5.2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (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操作条件	自動減圧系の自動起動阻止操作	原子炉急速減圧による大量の冷水注入による反応度上昇防止を踏まえ、自動減圧系起動信号発生後、逃がし安全弁の開放までの30秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を設定
	ほう酸水注入系運転操作	原子炉スクラムの失敗を確認した後から、運転員の操作余裕として10分を考慮した値
	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) 運転操作	サブプレッション・チェンバ・プール水温の高警報設定値 (49℃) 到達から、運転員の操作余裕として10分を考慮した値

第2.5-2表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (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	ほう酸水注入系 ・ 注入流量 163L/min ・ ほう酸水濃度 13.4wt%	注入流量はほう酸水注入系の設計値として設定 ほう酸水濃度は単位時間当たり投入される負の反応度が小さくなるよう管理範囲の下限値として設定
	残留熱除去系 (サブプレッション・チェンバ・プールの冷却系)	熱交換器1基当たり約53MW (サブプレッション・プール水温100℃, 海水温度27.2℃において)
重大事故等対策に関連する操作条件	自動減圧系等の起動阻止操作	残留熱除去系の設計値として設定
	ほう酸水注入系の起動操作	原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止に要する時間を考慮して設定
	残留熱除去系 (サブプレッション・プールの冷却系) による格納容器除熱操作	原子炉停止機能喪失が完了する事象発生からほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して設定

第2.5.2-1表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (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操作条件	自動減圧系の自動起動阻止操作	原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止に要する時間を考慮した値
	ほう酸水注入系運転操作	原子炉スクラムの失敗を確認した後から、運転員の操作余裕として10分を考慮した値
	残留熱除去系 (サブプレッション・プールの冷却モード (2系統)) 運転操作	サブプレッション・プール水温度高 (49℃) 到達から、運転員の操作余裕として10分を考慮した値

・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

第 2.5.2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (5/5)

項目	主要解析条件・相関式	条件設定の考え方
解析コード	ホットバンドル解析: SCAT	-
初期条件	1.22	設計限界値として設定
BT 判定 (時刻)	44.0kW/m	設計限界値として設定
BT 後の燃料棒表面熱伝達係数	GEXL 相関式	-
リウエット相関式	修正 Dougal1-Rohsenow 式 学会標準における相関式 2	-

第 2.5-2 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (6/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	ホットバンドル解析: SCAT	-
初期条件	1.24	通常運転時の熱的制限値として設定
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
沸騰遷移の判定	G E X L 相関式	-
沸騰遷移後の熱伝達相関式	修正 Dougal1-Rohsenow 式	-
リウエット相関式	日本原子力学会標準「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準:2003」における相関式 2	-

第 2.5.2-1 表 主要解析条件 (原子炉停止機能喪失) (5/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	ホットバンドル解析: SCAT	-
初期条件	9 × 9 燃料 (A 型)	⑦ 9 × 9 燃料 (A 型), 9 × 9 燃料 (B 型), MOX 燃料の熱水力特性はほぼ同等であることから, 代表的に 9 × 9 燃料 (A 型) を設定
BT 判定 (時刻)	1.25	通常運転時 (MOX 燃料を装荷したサイクル以降におけるサイクル初期から, サイクル末期よりさかのぼって炉心平均燃焼度で 2,000MWd/t 手前までの期間) の熱的制限値を設定
BT 後の被覆管表面熱伝達率	44.0kW/m	通常運転時の熱的制限値を設定
リウエット相関式	GEXL 相関式 修正 Dougal1-Rohsenow 式 日本原子力学会標準「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準:2003」における相関式 2	-

備考
 ・解析条件の相違
 【柏崎 6/7, 東海第二】
 ⑦島根 2号炉は, 9 × 9 燃料と MOX 燃料の混在を考慮しているため, 燃料被覆管温度を評価する燃料を記載。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料2.5.1</p> <p>評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期とすることの妥当性</p> <p><u>今回の申請において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）では、評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期として</u> <u>いる。この評価条件とした理由を以下に示す。</u></p> <p><u>プラントの動特性の評価では、動的ボイド係数が重要なパラメータとなる。原子炉圧力の上昇等によって炉心のボイド率が低下</u> <u>した場合、動的ボイド係数の絶対値が大きいくほど、炉心に印加さ</u> <u>れる正の反応度が大きくなり、出力増加量を厳しくする。</u></p> <p>動的ボイド係数は、減速材ボイド係数を遅発中性子発生割合（β 値）で除した値であり、動的ボイド係数は一般にサイクル末期の方が絶対値が大きい。</p> <p>また、今回の評価ではボイド率が40%から<u>55%</u>程度で推移することから、動的ボイド係数はサイクル末期の方が絶対値が大きい。<u>サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合（β 値）を表1</u> <u>に、今回の評価におけるボイド率の推移を図1に、減速材ボイド係</u> <u>数を図2に、動的ボイド係数を図3に示す。</u></p> <p><u>上記のとおり、サイクル末期の方がサイクル初期に比べてボイ</u> <u>ド反応度印加割合が大きいく、保守的な評価となることを考慮し、</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料2.5.1</p> <p><u>プラント動特性評価における評価対象炉心の選定について</u></p> <p>原子炉圧力の上昇等によって炉心のボイド率が低下した場合、動的ボイド係数の絶対値が大きいくほど、炉心に印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力の増加量が大きくなる。よって、プラント動特性評価では、動的ボイド係数が重要なパラメータとなる。</p> <p>動的ボイド係数は、減速材ボイド係数を遅発中性子発生割合（β 値）で除した値であり、一般にサイクル末期の方が絶対値が大きい。サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合（β 値）を表1表に、今回の評価におけるボイド率の推移を第1 図に、減速材ボイド係数を第2図に、動的ボイド係数を第3図に示す。</p> <p>今回の評価ではボイド率が40% から60% 程度で推移することから、第3 図に示すとおり、動的ボイド係数はサイクル末期の方が絶対値が大きくなり、ボイド効果により炉心に印加される正の反応度が大きくなる。</p> <p>よって、プラント動特性評価における評価対象炉心として平衡炉心のサイクル末期を選定した。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料2.5.1</p> <p>評価対象の炉心を平衡炉心サイクル末期とすることの妥当性</p> <p>原子炉圧力の上昇等によって炉心のボイド率が低下した場合、動的ボイド係数の絶対値が大きいくほど、炉心に印加される正の反応度が大きくなり、原子炉出力の増加量が大きくなる。よって、プラント動特性評価では、動的ボイド係数が重要なパラメータとなる。</p> <p>動的ボイド係数は、減速材ボイド係数を遅発中性子発生割合（β 値）で除した値であり一般にサイクル末期の方が絶対値が大きい。<u>サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合（β 値）を表</u> <u>1に、主要核種の遅発中性子発生割合（β 値）を表2に、今回の</u> <u>評価におけるボイド率の推移を図1に、減速材ボイド係数を図2</u> <u>に、動的ボイド係数を図3に示す。</u></p> <p><u>遅発中性子発生割合（β 値）は、燃焼に伴って下記のとおり変</u> <u>化する。</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ・<u>ウラン燃料は燃焼に伴い²³⁹Puと²⁴¹Puの核分裂寄与割合は大き</u> <u>くなるが、遅発中性子発生割合（β 値）の大きい²³⁵Uの核分裂</u> <u>寄与割合が小さくなるので、ウラン燃料の遅発中性子発生割</u> <u>合（β 値）は燃焼に伴い減少する。</u> ・<u>MOX燃料は燃焼に伴い²³⁹Puの核分裂寄与割合は小さくなり、</u> <u>遅発中性子発生割合（β 値）の大きい²⁴¹Puの核分裂寄与割合</u> <u>が大きくなるので、MOX燃料の遅発中性子発生割合（β 値）</u> <u>は燃焼に伴い大きくなる。</u> <p><u>1/3MOX燃料装荷炉心では、ウラン燃料が2/3、MOX燃料が1/3</u> <u>で構成される炉心であることから、ウラン燃料による変化割合が</u> <u>支配的であり、サイクル初期から末期へかけて遅発中性子発生割</u> <u>合（β 値）は単調に減少する。また、今回の評価ではボイド率が</u> <u>40%から<u>50%</u>程度で推移することから、図3に示すとおり、動的</u> <u>ボイド係数はサイクル末期の方が絶対値が大きくなり、ボイド効</u> <u>果により炉心に印加される正の反応度が大きくなる。</u></p> <p><u>よって、プラント動特性評価における評価対象炉心として平衡</u> <u>炉心のサイクル末期を選定した。</u></p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は、MOX 適用プラントであることから、MOX燃料を装荷した平衡炉心の遅発中性子割合推移について記載している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7，東海第二】</p>

評価対象の炉心を平衡炉心のサイクル末期とした。

以上

表1 サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子割合 (β値)

	平衡炉心サイクル初期	平衡炉心サイクル末期
遅発中性子発生割合 (β値)		

第1表 サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合 (β値)

	平衡炉心サイクル初期	平衡炉心サイクル末期
遅発中性子発生割合 (β値)	約 0.0060	約 0.0053

表1 サイクル初期とサイクル末期の遅発中性子発生割合 (β値)

	平衡炉心サイクル初期	平衡炉心サイクル末期
遅発中性子発生割合 (β値)	0.0053	0.0049

表2 主要核種の遅発中性子発生割合 (β値)

	²³⁵ U	²³⁹ Pu	²⁴¹ Pu
遅発中性子発生割合 (β値)	0.00656	0.00216	0.00546

[出典] 軽水炉燃料のふるまい (平成 25 年 3 月 公益財団法人原子力安全研究協会)

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 島根 2号炉は, MOX 適用プラントであることから, MOX 燃料を装荷した平衡炉心の遅発中性子割合推移について記載している。

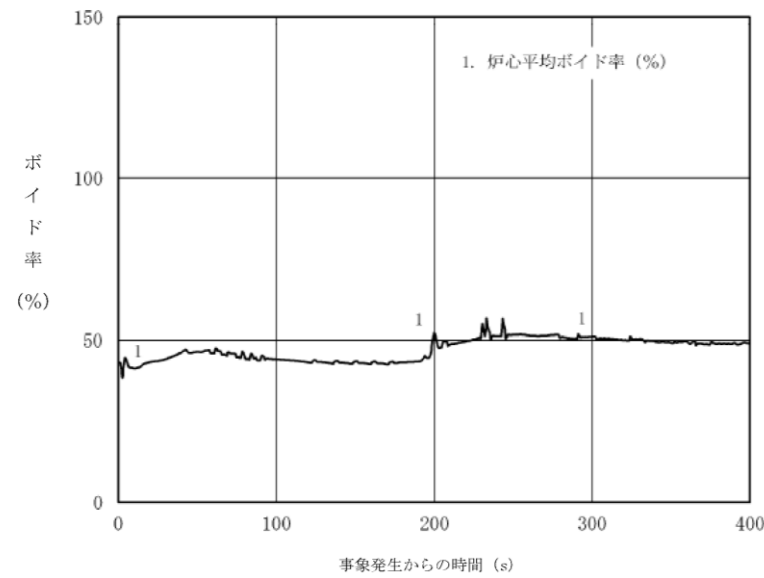
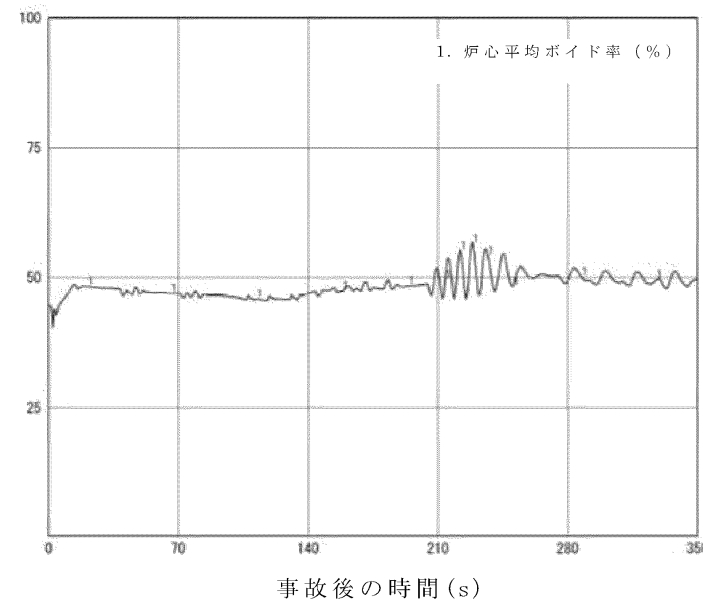


図1 ベースケースにおける炉心平均ボイド率の推移 (事象発生から400秒後まで)



第1図 ベースケースにおける炉心平均ボイド率の推移

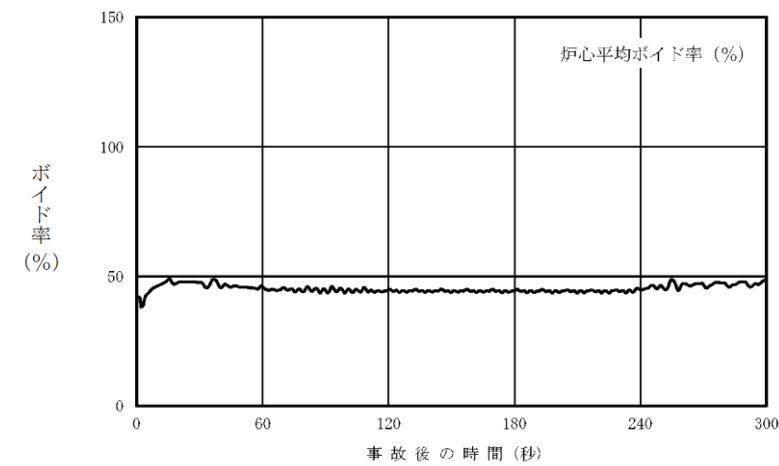


図1 ベースケースにおける炉心平均ボイド率の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

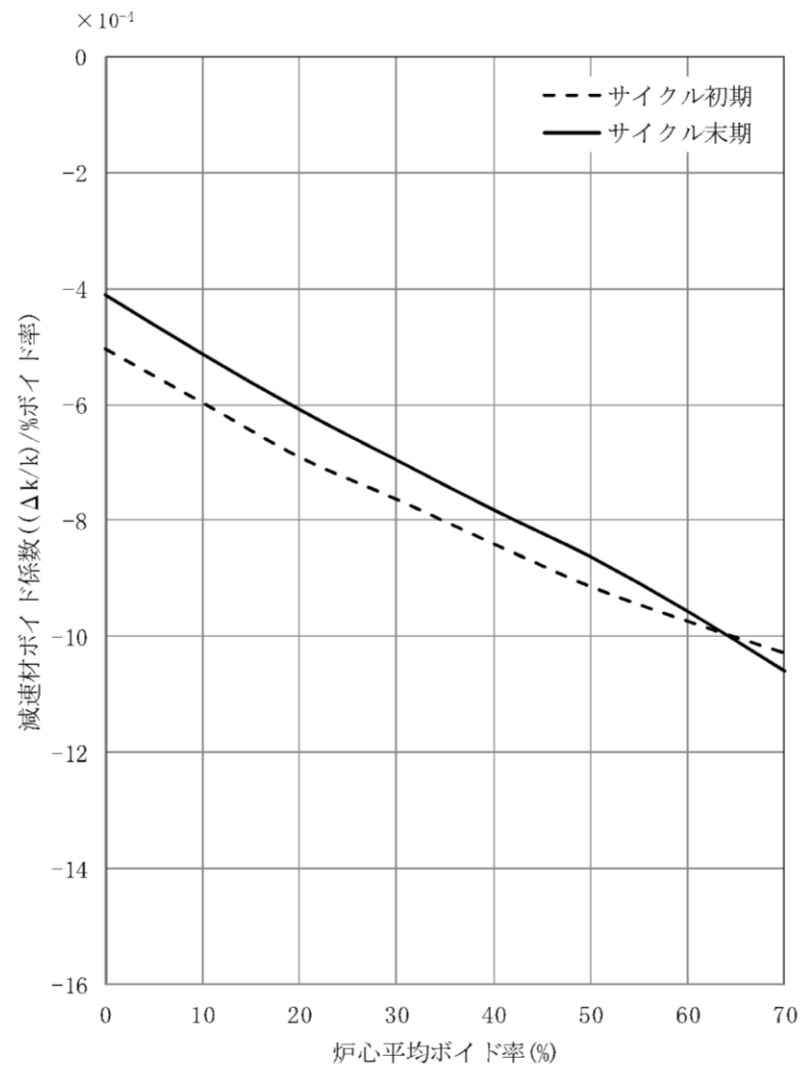
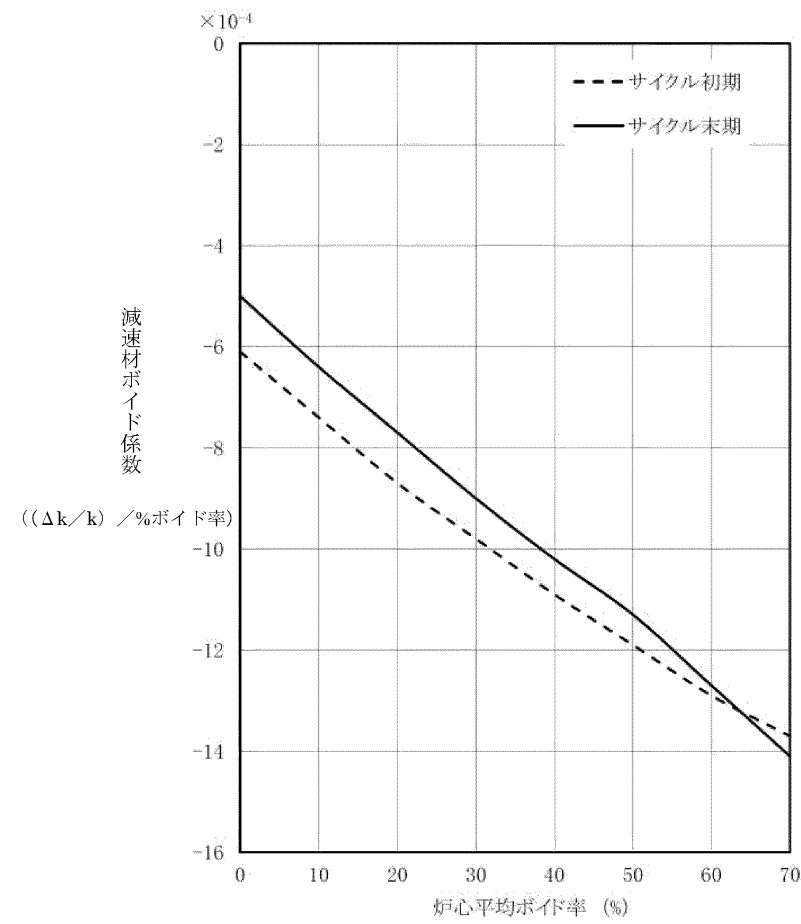


図2 減速材ボイド係数 (9×9燃料 (A型) 取替え炉心)



第2 図 減速材ボイド係数 (9×9燃料 (A型) 取替炉心)

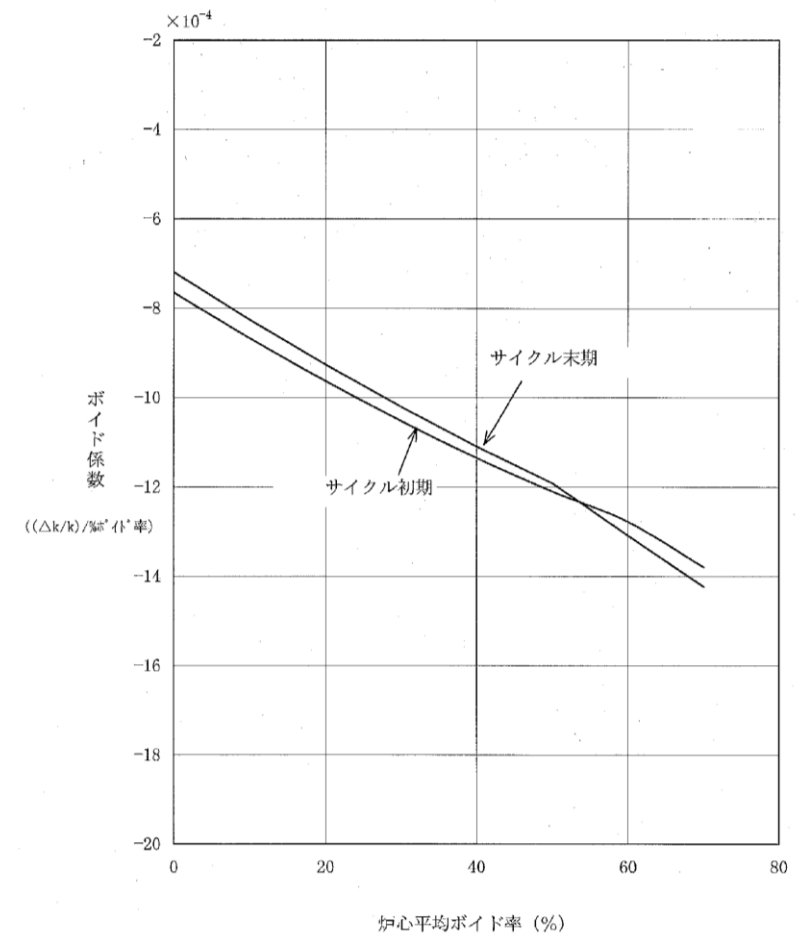


図2 ボイド係数

(9×9燃料 (A型) 及びMOX燃料 228 体を装荷した平衡炉心)

・解析条件の相違
 【柏崎 6/7, 東海第二】
 島根 2号炉は, MOX 燃料適用プラントであることから, MOX燃料を装荷した平衡炉心を想定。

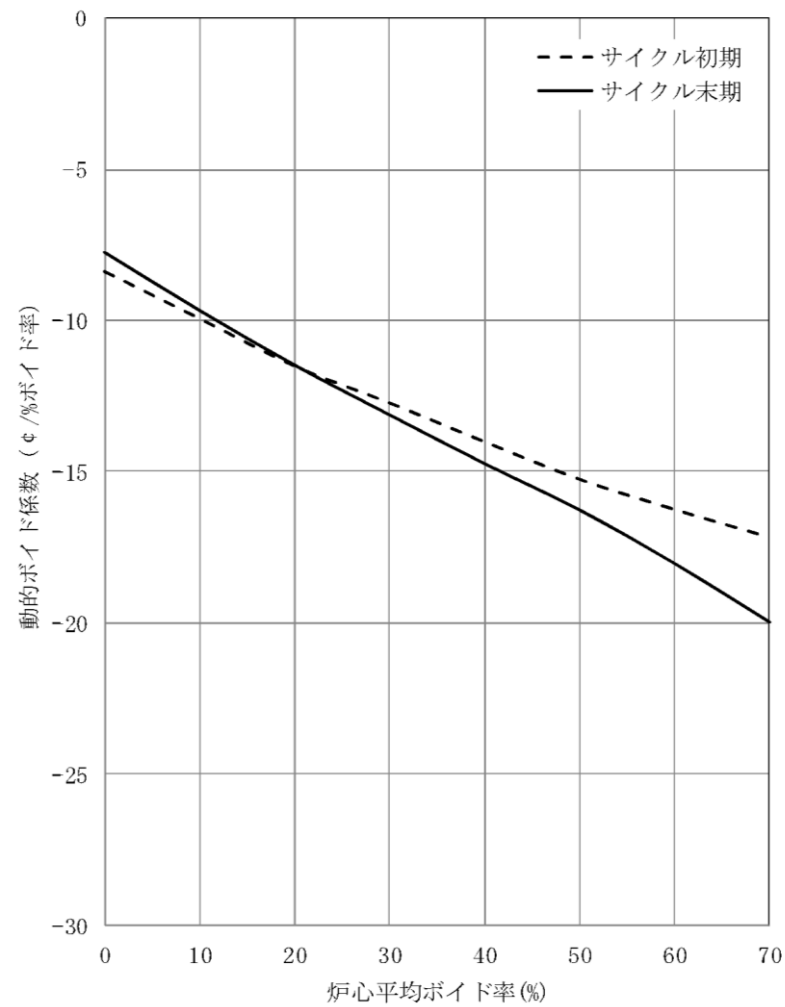
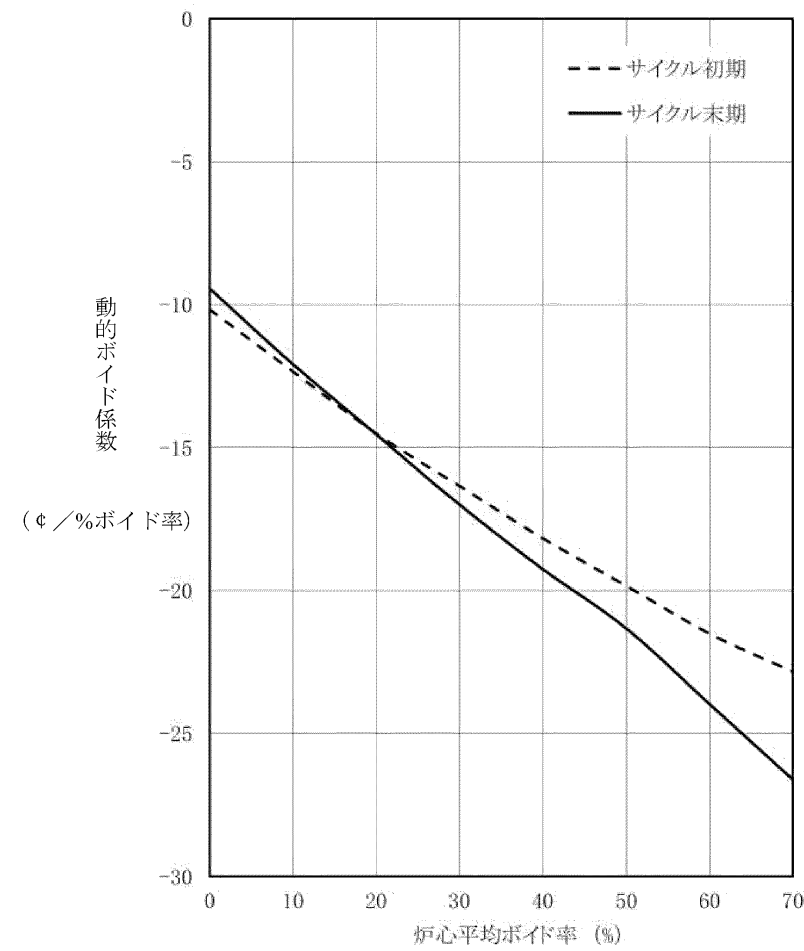


図3 動的ボイド係数 (9×9燃料 (A型) 取替え炉心)



第3図 動的ボイド係数 (9×9燃料 (A型) 取替炉心)

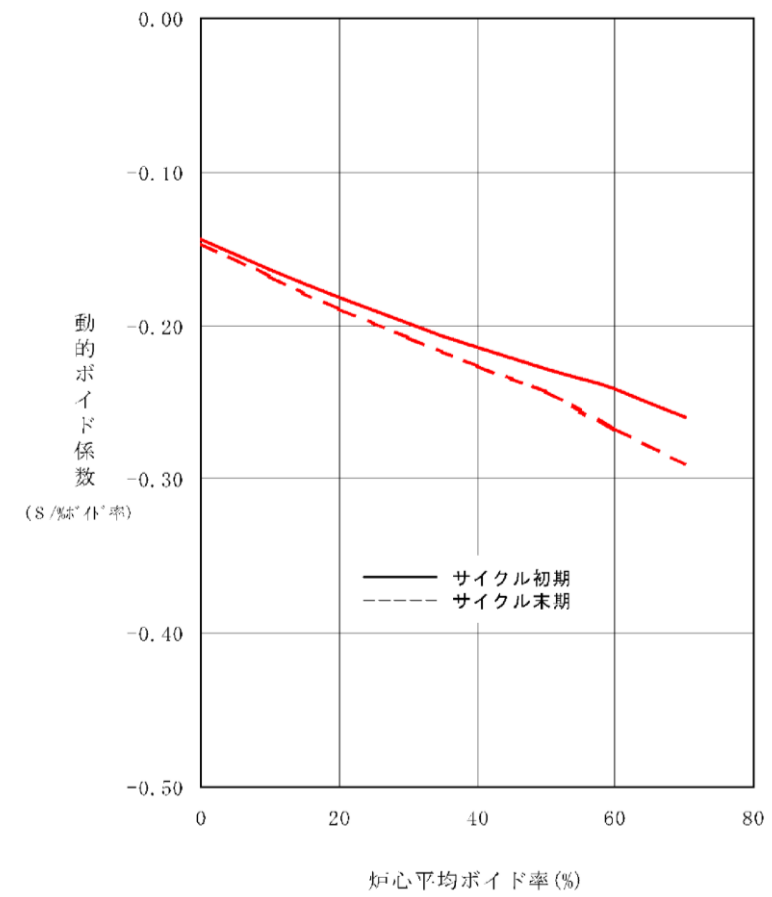


図3 動的ボイド係数

(9×9燃料 (A型) 及びMOX燃料 228体を装荷した平衡炉心)

・解析条件の相違
 【柏崎6/7, 東海第二】
 島根2号炉は, MOX適用プラントであることから, MOX燃料を装荷した平衡炉心を想定。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
資料なし	資料なし	<p style="text-align: right;">添付資料 2.5.2</p> <p><u>Pu同位体組成による動的ボイド係数、動的ドップラ係数への影響</u></p> <p>MOX燃料に使用するPu組成は、再処理される燃料の初期²³⁵U濃縮度、燃焼度、冷却期間等に依存して変化する。さらに、Pu中に含まれる核分裂性の核種である²⁴¹Puは、比較的短い寿命（半減期約14年）で非核分裂性の²⁴¹Amに壊変するため、再処理後、装荷までの時間経過に伴い、Pu組成は変化する。</p> <p>以下に、Pu同位体組成による動的ボイド係数（ボイド係数／実効遅発中性子割合）及び動的ドップラ係数（ドップラ係数／実効遅発中性子割合）への影響、解析条件の妥当性について説明する。</p> <p>(1) 解析において想定している初期Pu組成の範囲 MOX燃料の原料として想定される初期Pu組成の範囲を表1及び図1に示す。</p> <p>(2) 初期Pu組成による影響 初期Pu組成による動的ボイド係数及び動的ドップラ係数への影響を以下に示す。ここでは炉心のMOX燃料全ての初期Pu組成が変化すると仮定して評価を行う。</p> <p>a. 動的ボイド係数 動的ボイド係数に及ぼす初期Pu組成の影響評価を図2に示す。なお、図2は標準組成（表1のB2）の動的ボイド係数を基準とした相対変化であり、負側に変化の方が絶対値が大きくなることを意味している。</p> <p>初期Pu組成のPu_f割合が低いほどPu含有率が大きくなり、共鳴吸収物質である²⁴⁰Pu量が多くなるため、動的ボイド係数の絶対値は大きくなる。しかし、²⁴⁰Puは自己遮へい効果により中性子吸収が飽和傾向にあることから、初期Pu組成が動的ボイド係数に及ぼす影響は小さい。</p> <p>b. 動的ドップラ係数 動的ドップラ係数に及ぼす初期Pu組成の影響評価を図</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は、MOX燃料適用プラントであることから、解析条件としてMOXを考慮。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p>3に示す。図3で示した炉心状態は、反応度投入事象において燃料エンタルピーの増分が厳しくなる減速材温度 20℃での状態としている。なお、図3は、標準組成(表1のB2)の動的ドップラ係数を基準とした相対変化であり、負側に变化する方が絶対値が大きくなることを意味している。</p> <p>初期Pu組成のPu f 割合が低いほどPu含有率が大きくなり共鳴吸収物質である²⁴⁰Pu量が多くなるため、動的ドップラ係数の絶対値は大きくなる。しかし、²⁴⁰Puは自己遮へい効果により中性子吸収が飽和傾向にあることから、初期Pu組成が動的ドップラ係数に及ぼす影響は小さい。</p> <p>(3) 装荷時期の遅れによる影響</p> <p>MOX燃料の製造後、装荷時期が想定より遅れた場合、²⁴¹Puが半減期約14年で²⁴¹Amに壊変し、Pu組成が時間とともに変化するため、核特性が若干変化する。</p> <p>MOX燃料を装荷した炉心に対して、5年までの装荷時期の遅れによるPu組成変化の反応度係数に対する影響評価を以下に示す。炉内には複数バッチのMOX燃料が存在するが、ここでは、炉心のMOX燃料全てに同一の装荷遅れを仮定して評価を行う。</p> <p>a. 動的ボイド係数</p> <p>動的ボイド係数に及ぼす装荷遅れ時間の影響評価を図4に示す。図4は、標準組成(表1のB2)の動的ボイド係数を基準とした相対変化であり、負側に变化する方が絶対値が大きくなることを意味する。装荷遅れに伴い共鳴吸収断面積の大きい²⁴¹Amが増加するため、動的ボイド係数は僅かに負側に变化する。</p> <p>b. 動的ドップラ係数</p> <p>動的ドップラ係数に及ぼす装荷遅れ時間の影響評価を図5に示す。図5は、標準組成(表1のB2)の動的ドップラ係数を基準とした相対変化であり、負側に变化する方が絶対値が大きくなることを意味する。重要な共鳴吸収核種である²³⁸Uと²⁴⁰Puの量は装荷遅れにより変化しないので、ほとんど変化しない。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		<p>(4) 解析入力条件への影響</p> <p>「原子炉停止機能喪失」では、原子炉圧力上昇による出力上昇を厳しく見積もる解析を実施しており、ボイド係数については標準組成のMOX燃料を装荷した炉心のボイド係数を 1.02 倍した値を、またドップラ係数については標準組成のMOX燃料を装荷した炉心のドップラ係数を 0.99 倍した値を用いている。</p> <p>ここでは、初期P u 組成及び装荷遅れを合わせて考慮した場合の反応度係数への影響を示すことにより、解析入力条件の設定が妥当であることを説明する。</p> <p>a. 動的ボイド係数</p> <p>初期P u 組成及び5年の装荷遅れを合わせて考慮した場合の動的ボイド係数の影響評価結果を図6に示す。動的ボイド係数の絶対値が標準組成(表1のB2)に比べて増加する割合は1%程度であり、2%より小さいことから、解析で標準組成のMOX燃料を装荷した炉心の動的ボイド係数を1.02倍した値を用いることは妥当であると考ええる。</p> <p>b. 動的ドップラ係数</p> <p>初期P u 組成及び5年の装荷遅れを合わせて考慮した場合の動的ドップラ係数の影響評価結果を図7に示す。動的ドップラ係数の絶対値が標準組成(表1のB2)に比べて減少する割合は1%より少ないことから、解析で標準組成のMOX燃料を装荷した炉心の動的ドップラ係数を0.99倍した値を用いることは妥当であると考ええる。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)

東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)

島根原子力発電所 2号炉

備考

表 1 原料として想定される初期 P u 組成の範囲

組成	P u 組成(wt%)						P u f (wt%)	再処理される燃料の 初期 ²³⁵ U 濃縮度及び 燃焼度
	²³⁸ P u	²³⁹ P u	²⁴⁰ P u	²⁴¹ P u	²⁴² P u	²⁴¹ Am		
ガ ス 炉	G1							
	G2							
	G3							
	G4							
	G5							
P W R	P1							
	P2							
	P3							
	P4							
	P5							
B W R	B1							
	B2							
	B3							
	B4							

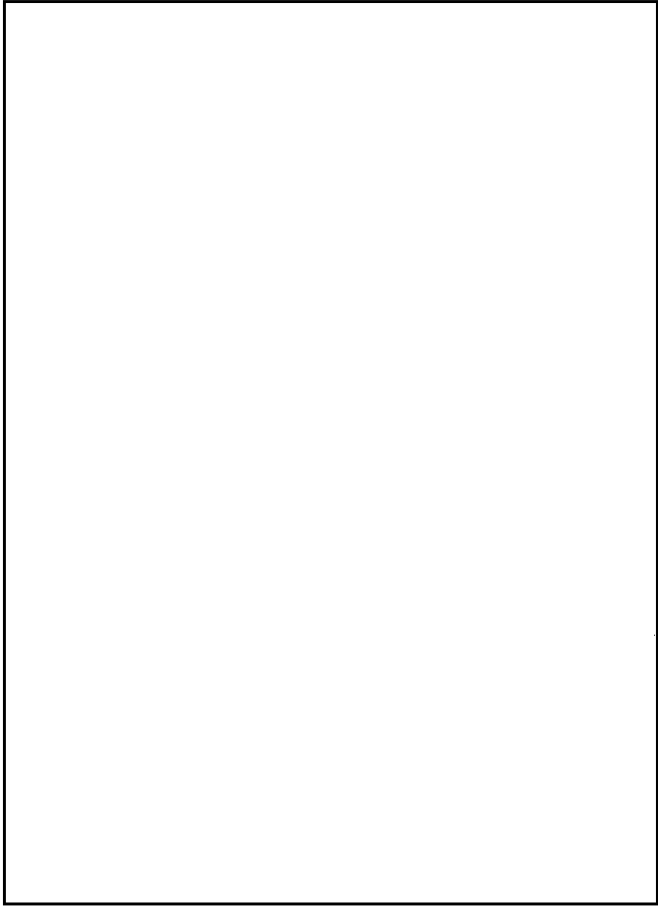
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
			備考

図1 原料として想定される初期P u組成の範囲

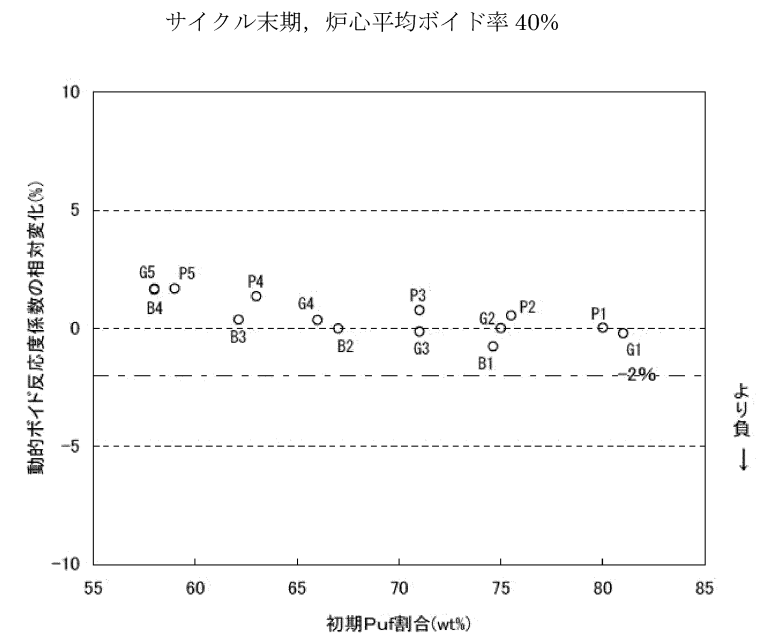


図2 初期P u組成が動的ボイド係数に及ぼす影響評価 (実行遅発中性子割合は各組成の値) (基準は標準組成)

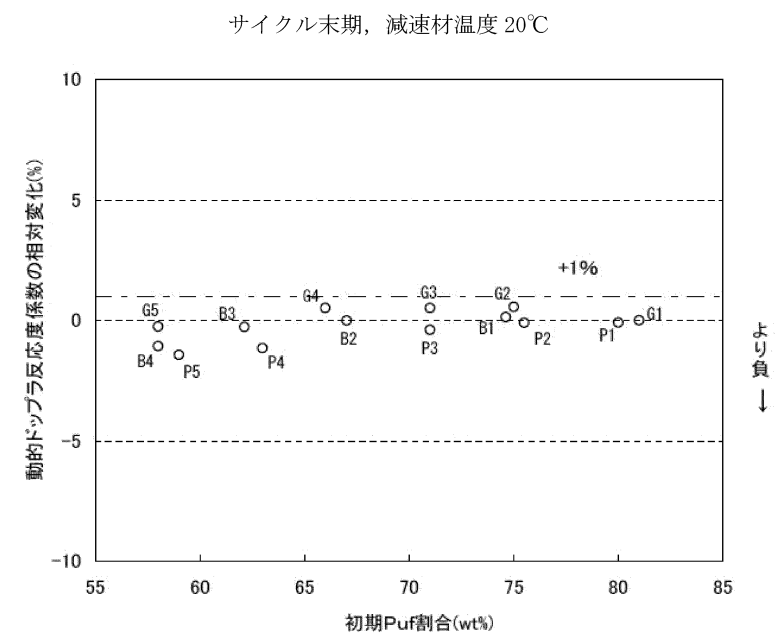


図3 初期P u組成が動的ドップラ係数に及ぼす影響評価 (実行遅発中性子割合は各組成の値) (基準は標準組成)

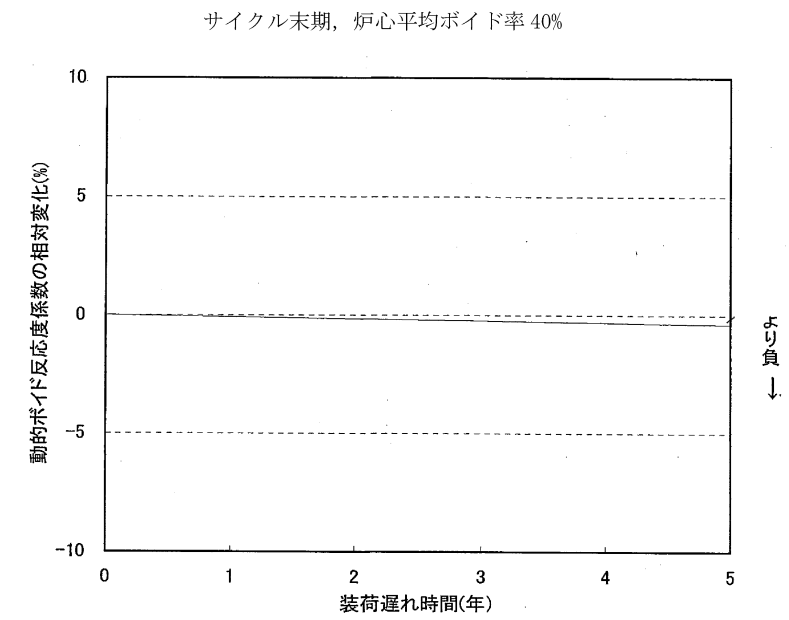


図4 装荷遅れが動的ボイド係数に及ぼす影響評価
(遅発中性子割合の変動考慮※) (基準は標準組成)

※ 装荷遅れによるPu組成の変動 (^{241}Pu の減少と ^{241}Am の増加)により, 遅発中性子割合が変動することを考慮していることをいう。

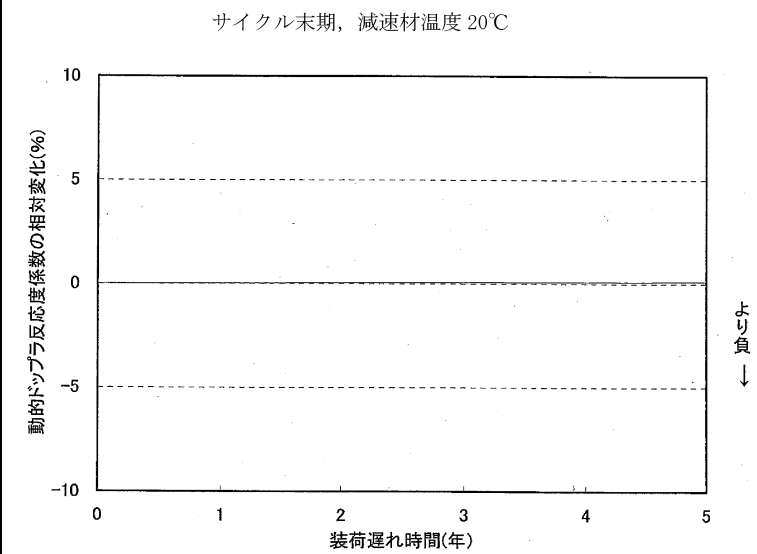


図5 装荷遅れが動的ドップラ係数に及ぼす影響評価
(遅発中性子割合の変動考慮) (基準は標準組成)

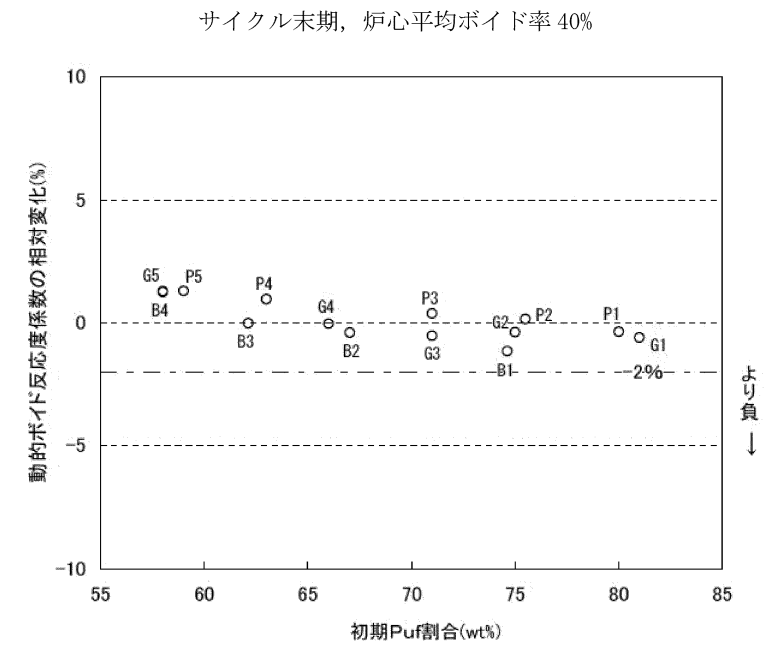


図6 初期組成が動的ボイド係数に及ぼす影響評価
(実効遅発中性子割合は各組成の値, 全MOX燃料5年の装荷遅れ考慮) (基準は標準組成)

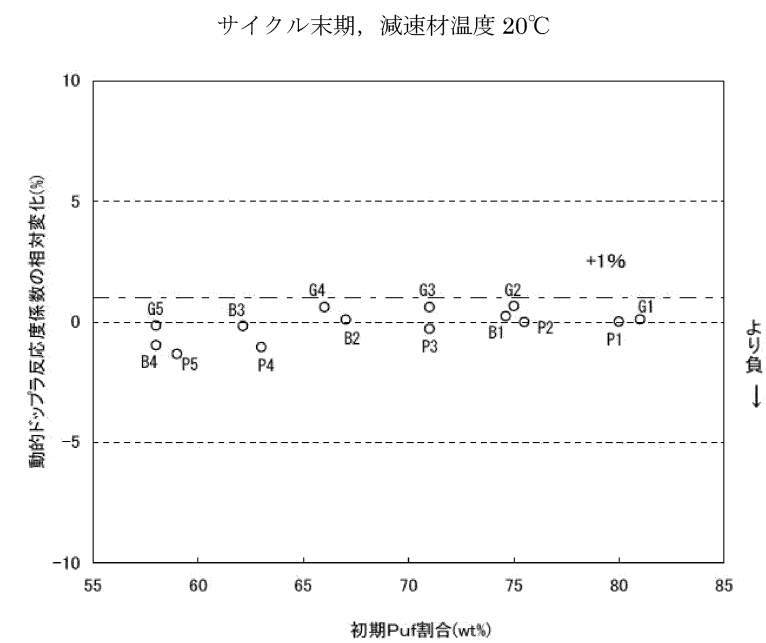


図7 初期組成が動的ドップラ係数に及ぼす影響評価
(実効遅発中性子割合は各組成の値, 全MOX燃料5年の装荷遅れ考慮) (基準は標準組成)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																		
		<p>(5) 解析結果へ及ぼす影響</p> <p>解析コード (REDYコード) [1] (以下, 本補足では「コード説明資料」という。) では, 原子炉圧力, 燃料被覆管温度が注目パラメータとなる短時間領域をサブ時間領域1 (出力変動期), サブ時間領域2 (出力抑制期), サブ時間領域3 (出力再上昇期) の3つのサブ時間領域に細分化した上で動的反応度係数の保守因子の評価をしており, その結果は下表のとおりである。</p> <p>表2 原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止事象中の動的反応度係数の保守因子 (平衡サイクル末期)</p> <table border="1" data-bbox="1745 722 2493 898"> <thead> <tr> <th rowspan="2">反応度係数 細分割区分</th> <th colspan="3">動的ボイド係数</th> <th colspan="3">動的ドップラ係数</th> </tr> <tr> <th>下限値</th> <th>ノミナル</th> <th>上限値</th> <th>下限値</th> <th>ノミナル</th> <th>上限値</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>サブ時間領域1</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>サブ時間領域2</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>サブ時間領域3</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>MOX燃料を装荷した炉心では標準組成MOX燃料装荷炉心を想定しているため, これに加えて, 初期Pu組成変動, および装荷遅れの影響を考慮し, 更に動的ボイド係数で [] 倍, 動的ドップラ係数で [] 倍を見込む必要がある。このため, 島根2号炉について, 表2の動的ボイド係数, 動的ドップラ係数の上限値/下限値にPu組成による変動を組み合わせた場合の感度解析を実施した。なお, サブ時間領域1は事象進展に伴う炉心状態変化による不確かさの増加は小さいと考えられるため, 表2の(※)はコード説明資料の「その他の要因による安全余裕」を含まず記載しているが, 感度解析では保守的に「その他の要因による安全余裕」として動的ボイド係数 [] %, 動的ドップラ係数 [] %を考慮した。</p> <p>感度解析結果によると, 有効性評価結果からの上昇幅は最大でも原子炉圧力で約0.09MPa, 燃料被覆管温度で約12℃であり, 何れの場合においても判断基準に対して十分な余裕があることを確認した。</p> <p>参考文献</p> <p>[1] 「沸騰水型原子力発電所 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(REDY)について」, 日立GEニュークリア・エナジー株式会社, HLR-121, 東芝エネルギーシステムズ株式会社, TLR-092, 平成30年5月</p>	反応度係数 細分割区分	動的ボイド係数			動的ドップラ係数			下限値	ノミナル	上限値	下限値	ノミナル	上限値	サブ時間領域1							サブ時間領域2							サブ時間領域3							
反応度係数 細分割区分	動的ボイド係数			動的ドップラ係数																																	
	下限値	ノミナル	上限値	下限値	ノミナル	上限値																															
サブ時間領域1																																					
サブ時間領域2																																					
サブ時間領域3																																					

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料2.5.2</p> <p style="text-align: center;">自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について</p> <p>1. 自動減圧系の自動起動阻止操作について</p> <p>自動減圧系は、<u>ドライウエル圧力高 (13. 7kPa [gage]) 信号が発生し、原子炉水位低 (レベル1) 信号が発生すると自動起動信号が発信され、発信から30秒の時間遅れの後、<u>高圧炉心注水ポンプ又は低圧注水ポンプの吐出圧力が確立している場合に作動する。</u></u></p> <p><u>自動減圧系の作動によって急激に原子炉圧力容器が減圧された場合、高圧炉心注水系、低圧注水系によって、炉心に大量の低温の水が注入される。これは、制御棒等による未臨界が確保されていない原子炉に対しては、炉心のボイドの急激な潰れに伴う急激な出力上昇をもたらすこととなる。</u></p> <p><u>この急激な出力上昇を防ぐために、原子炉スクラム失敗時に自動減圧系の自動起動を阻止するための起動阻止スイッチを設けており、手順書の整備及び継続的な訓練を実施している。これを考慮し、本評価では運転員による自動減圧系の自動起動を阻止する操作を期待する。</u></p> <p>2. 自動減圧系の自動起動阻止操作に関する訓練について</p> <p>本事象では、<u>事象発生から約4分で自動減圧系の自動起動信号が発信されるため、その後30秒の間に自動減圧系の自動起動阻止操作を実施することとしている。</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料2.5.2</p> <p style="text-align: center;">自動減圧系の自動起動阻止操作の考慮について</p> <p>1. 自動減圧系の自動起動阻止操作について</p> <p>自動減圧系は、中小破断LOCA時に高圧炉心スプレイ系等の機能が十分に発揮されずに原子炉水位を維持することができない場合に自動作動し、原子炉を減圧することで低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水をうながし、原子炉水位を維持するための系統である。</p> <p>自動減圧系は、<u>ドライウエル圧力高 (13. 7 kPa [gage]) 信号及び原子炉水位異常低下 (レベル1) 信号により自動作動信号が発信され、120秒の時間遅れの後、<u>低圧炉心スプレイ系ポンプ又は残留熱除去系ポンプの吐出圧力が確立している場合に、<u>逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個を開放する。</u></u></u></p> <p>原子炉停止機能喪失時に自動減圧系により原子炉が自動減圧し、これに伴い低圧炉心スプレイ系等により炉心に大量の低温水が注入されると、ボイド効果等により炉心に正の反応度が投入されることで、急激な原子炉出力上昇をもたらすこととなる。</p> <p>このため、運転手順において原子炉停止機能喪失時には自動減圧系の起動を阻止することを明確にしておき、また、<u>起動阻止用の操作スイッチを設けている。</u></p> <p>2. 自動減圧系の自動起動阻止操作について</p> <p>原子炉停止機能喪失の有効性評価では、<u>事象発生約232 秒後に自動減圧系のタイマーが作動し、起動阻止操作をしない場合には、この120秒後に<u>逃がし安全弁が開放する。</u></u>このため、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止操作に要する時間を考慮して、<u>事象発生約4 分後に自動減圧系等の起動阻止操作を</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料2.5.3</p> <p style="text-align: center;">自動減圧系等の自動起動阻止操作の考慮について</p> <p>1. 自動減圧系等の自動起動阻止操作について</p> <p>自動減圧系は、中小破断LOCA時に高圧炉心スプレイ系等の機能が十分に発揮されずに原子炉水位を維持することができない場合に自動作動し、原子炉を減圧することで低圧炉心スプレイ系等による原子炉注水をうながし、原子炉水位を維持するための系統である。</p> <p>自動減圧系は、<u>格納容器圧力高 (13. 7kPa [gage]) 信号及び原子炉水位低 (レベル1) 信号により自動起動信号が発信され、発信から120秒の時間遅れの後、<u>低圧炉心スプレイ系ポンプ又は残留熱除去系ポンプの遮断機が閉となっている場合に、<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個が開放する。</u></u></u></p> <p><u>原子炉停止機能喪失時に自動減圧系等により原子炉が自動減圧し、これに伴い低圧炉心スプレイ系等により炉心に大量の低温水が注入されると、ボイド効果等により炉心に正の反応度が投入されることで急激な出力上昇をもたらすこととなる。</u></p> <p><u>このため、運転手順において原子炉停止機能喪失時には自動減圧系の起動を阻止することを明確にしておき、起動阻止用の操作スイッチを設けている。また、<u>代替自動減圧系についても同じタイミングで起動を阻止することとしており、別に起動阻止用の操作スイッチを設けている。</u></u></p> <p>2. 自動減圧系の自動起動阻止操作に関する訓練について</p> <p>原子炉停止機能喪失の有効性評価では、<u>事象発生から約7.9分で自動減圧系の自動起動信号が発信されるため、起動阻止操作をしない場合には、120秒後に<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁が開放する。</u></u>このため、<u>原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の起動阻止操作に要する時間を考慮して、事象発生約6分後に自動減</u></p>	<p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は自動減圧系、代替自動減圧系に各々自動起動阻止スイッチがある。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、自動減圧系が作動するインターロックとして低圧 E C C S 系の遮断機閉を条件としている。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は自動減圧系、代替自動減圧系に各々自動起動阻止スイッチがある。</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>これは事象発生から10分以内の操作であり、他の操作では見込んでいない。<u>運転員操作までの10分の時間余裕を考慮していない。</u></p> <p><u>本操作は制御棒挿入失敗事象が発生した場合の重要な操作であり、運転員の訓練を重ねている操作であるが、他の操作と同様に10分の時間余裕を条件とすると、評価に組み込むことができず、炉心損傷防止の手順に沿った有効性評価とならない。</u></p> <p><u>このため、本操作に関しては、その操作が容易なスイッチ操作であること、本操作の重要性を訓練で繰り返し運転員に周知していること、本操作の判断の余裕として設計されている時間が30秒であること等を考慮し、事象発生から10分以内の操作であるものの、設計の思想どおりに評価に見込むものとした。</u></p> <p><u>なお、運転員の手順書においては自動減圧系の自動起動信号が発信する前に、それに至る可能性がある場合は自動起動阻止操作を実施することを定めている。</u></p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>実施することとしている。</p> <p>これは事象発生から10分以内の操作であり、他の事象で見込んでいない事象発生からの10分の状況判断時間を考慮していない。</p> <p>原子炉停止機能喪失を確認した場合は、その時点で原子炉停止機能喪失時の反応度制御操作に移行することを手順書で明確に定めるとともに、中央制御室に操作スイッチを設置し、継続的な訓練を実施していることから、10分以内の操作であっても運転員による対応は可能である。また、他の事故シーケンスグループと同様に10分の状況判断時間を条件として評価に組み込むと、原子炉停止機能喪失時の炉心損傷防止の手順に沿った有効性評価を行うことができない。</p> <p>以上により、原子炉停止機能喪失の有効性評価においては、10分の状況判断時間を考慮するのではなく、原子炉停止機能喪失の確認及び操作に要する時間に余裕時間を考慮して、事象発生<u>の4分後</u>に自動減圧系の自動起動阻止操作が完了する操作条件を設定している。</p> <p>なお、訓練実績によると原子炉停止機能喪失の確認から自動減圧系の自動起動阻止操作の完了まで<u>約2分</u>で実施可能である。</p>	<p><u>圧系等の起動阻止操作を実施することとしている。</u></p> <p>これは事象発生から10分以内の操作であり、他の事象で見込んでいない事象発生からの10分の状況判断時間を考慮していない。</p> <p>原子炉停止機能喪失を確認した場合は、その時点で原子炉停止機能喪失時の反応度制御操作に移行することを手順書で明確に定めるとともに、中央制御室に操作スイッチを設置し、継続的な訓練を実施していることから、10分以内の操作であっても運転員による対応は可能である。また、他の事故シーケンスグループと同様に10分の状況判断時間を条件として評価に組み込むと、原子炉停止機能喪失時の炉心損傷防止の手順に沿った有効性評価を行うことができない。</p> <p><u>以上により、原子炉停止機能喪失の有効性評価においては、10分間の状況判断時間を考慮するのではなく、原子炉停止機能喪失の確認及び操作に要する時間に余裕時間を考慮して、事象発生<u>の6分後</u>に自動減圧系等の自動起動阻止操作が完了する操作条件を設定している。</u></p> <p>なお、訓練実績によると原子炉停止機能喪失の確認から自動減圧系等の自動起動阻止操作の完了まで<u>約1分</u>で実施可能である。</p>	<p>島根2号炉は、手順に従ったADSの自動起動阻止操作の時間を設定。</p> <p>【東海第二】 起動阻止操作を実施する運転員の確認項目が異なっているため、プラント状況判断時間が異なる。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、手順に従ったADSの自動起動阻止操作の時間を設定。</p> <p>【東海第二】 起動阻止操作を実施する運転員の確認項目が異なっているため、プラント状況判断時間が異なる。</p> <p>・訓練実績の相違 【東海第二】 ・運用の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は原子炉停止機能喪失時に自動</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
			減圧系等の自動起動阻止操作を実施する

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料2.5.3</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>原子炉停止機能喪失時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器圧力逃がし装置等，残留熱除去系又は代替循環冷却系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.5.3</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（原子炉停止機能喪失）</p> <p>原子炉停止機能喪失時の安定状態については，以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却が維持可能であり，また，冷却のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>格納容器安定状態：炉心冷却が維持された後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱により格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，格納容器除熱のための設備がその後も機能維持でき，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合に安定状態が確立されたものとする。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.5.4</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（原子炉停止機能喪失）</p> <p>原子炉停止機能喪失時の安定状態については以下のとおり。</p> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた炉心冷却により，炉心冠水が維持でき，また，冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：炉心冠水後に，設計基準事故対処設備及び重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能（格納容器フィルタベント系，残留熱除去系又は残留熱代替除去系）により，格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ，また，原子炉格納容器除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され，かつ，必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合，安定状態が確立されたものとする。</p>	<p>備考</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7，東海第二】</p> <p>島根 2号炉は，耐圧強化ベントを使用しない。</p>
<p>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。</p> <p>また，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入により中性子束は徐々に低下し，未臨界が維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</p>	<p>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心の冷却が維持される。</p> <p>ほう酸水注入系を用いた炉心へのほう酸水注入により中性子束は徐々に低下し未臨界が達成され，その後も高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続することで炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</p>	<p>【安定状態の確立について】</p> <p>原子炉安定停止状態の確立について</p> <p>高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による原子炉注水により炉心が冠水し，炉心の冷却が維持される。</p> <p>また，ほう酸水注入系による炉心へのほう酸水注入により中性子束は徐々に低下し，未臨界が達成され，その後も高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水を継続することで炉心の冷却は維持され，原子炉安定停止状態が確立される。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>残留熱除去系による<u>サプレッション・チェンバ・プール水冷却モード</u>運転による原子炉格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、<u>低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ること</u>はなく、原子炉格納容器安定状態が確立される。</p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、<u>また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</u></p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。</p> <p>また、<u>残留熱除去系機能を維持し、除熱を行うこと</u>によって、安定状態の維持が可能となる。</p>	<p><u>格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>炉心冷却を継続し、<u>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。</u>原子炉出力が高めに維持されている期間は、<u>格納容器圧力及び温度は緩やかに上昇を継続するが、ほう酸水注入系により未臨界が達成されると低下傾向となり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ること</u>はなく、格納容器安定状態が確立される。</p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。</p> <p>また、<u>残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。</u>制御棒挿入機能の復旧後は、制御棒を挿入することで、<u>ほう酸水による未臨界維持に代わる未臨界の維持が可能となる。</u></p> <p>(添付資料2. 1. 2 別紙1)</p>	<p><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>残留熱除去系による<u>サプレッション・プール水冷却モード</u>運転による原子炉格納容器の除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり、格納容器温度は150℃を下回るとともに、<u>低圧注水継続のための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ること</u>はなく、原子炉格納容器安定状態が確立される。</p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。</p> <p>また、<u>残留熱除去系の機能を維持し除熱を継続することで、安定状態の維持が可能となる。</u>制御棒挿入機能の復旧後は、制御棒を挿入することで、<u>ほう酸水による未臨界維持に代わる未臨界の維持が可能となる。</u></p>	

表1-1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える時間 (原子炉停止機能喪失) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
【600】 原子炉圧力容器	BDS注水(給水系・代替注水設備含む)	給水モジュール	給水エンタルピー (1) 給水温度(主蒸気流量帯で) : 60k/kg (-14℃) (2) 遅れ時間 : 60秒	給水エンタルピーの低下が早くなる、給水加熱高による山/山上がりが増え、サブプレッション・チェンバ・プール水相の目撃が早くなることが考えられるが、給水エンタルピーの感度解析より、サブプレッション・チェンバ・プール水相の目撃が早くなるパラメータに与える影響は小さいことを確認してあり、事故進展に与える影響は小さい。	評価項目となるパラメータに与える影響
	原子炉圧力容器	ほう酸水の拡散モデル	ほう酸水の拡散モデル	高圧炉心注水流量 : 137% 高圧炉心注水温度 : 100k/kg (-25℃)	高圧炉心注水流量が増加する上昇炉心注水の割合が増えること、発生蒸気量が増加し、サブプレッション・チェンバ・プール水相の目撃が早くなることが考えられるが、高圧炉心注水の感度解析より、高圧炉心注水流量及び高圧炉心注水温度の影響は小さいことを確認してあり、事故進展に与える影響は小さい。
【600】 原子炉圧力容器	ほう酸水の拡散	ほう酸水の拡散モデル	ほう酸水の拡散モデル	初期のサブプレッション・チェンバ・プール水相(初期エンタルピー)が低いと、サブプレッション・チェンバ・プール水の初期エンタルピーに与える影響は小さいことを確認してあり、事故進展に与える影響は小さい。	初期のサブプレッション・チェンバ・プール水の初期エンタルピーに与える影響は小さいことを確認してあり、事故進展に与える影響は小さい。
	原子炉圧力容器	格納容器モジュール	格納容器モジュールの取定に含まれる	解析コードはほう酸水の拡散に用いている保守的な値を用いているため、本臨界までの時間よりも早く、サブプレッション・チェンバ・プール水相の目撃が早くなることが考えられるが、現状にはこれらのパラメータの目撃が遅れる影響は小さいことから、事故進展に与える影響は小さい。	解析コードはほう酸水の拡散に用いている保守的な値を用いているため、本臨界までの時間よりも早く、サブプレッション・チェンバ・プール水相の目撃が早くなることが考えられるが、現状にはこれらのパラメータの目撃が遅れる影響は小さいことを確認してあり、事故進展に与える影響は小さい。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)

第1-1-1表 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (REDY) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
【600】 原子炉圧力容器	冷却材放出(燃料系・代替燃料含む)	燃料系モジュール	燃料系モジュール	燃料系モジュールの低下が早くなること、燃料系モジュールの上昇が早くなることが考えられるが、燃料系モジュールの感度解析より、燃料系モジュールの低下が早くなるパラメータに与える影響は小さいことを確認してあり、事故進展に与える影響は小さい。	燃料系モジュールの低下が早くなること、燃料系モジュールの上昇が早くなることが考えられるが、燃料系モジュールの感度解析より、燃料系モジュールの低下が早くなるパラメータに与える影響は小さいことを確認してあり、事故進展に与える影響は小さい。
	原子炉圧力容器	格納容器モジュール	格納容器モジュールの取定に含まれる	高圧炉心注水流量 : 137% 高圧炉心注水温度 : 100k/kg (-25℃)	高圧炉心注水流量及び高圧炉心注水温度の影響は小さいことを確認してあり、事故進展に与える影響は小さい。

東海第二発電所 (2018.9.12版)

表1-1-1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (原子炉停止機能喪失) (2/2)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	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
【600】 原子炉圧力容器	BDS注水(給水系・代替注水設備含む)	給水モジュール	給水エンタルピー (1) 給水温度(主蒸気流量帯で) : -60k/kg (-14℃) (2) 遅れ時間 : +50秒	給水エンタルピーの低下が早くなる、給水加熱高による山/山上がりが増え、サブプレッション・チェンバ・プール水相の上昇が早くなることが考えられるが、給水エンタルピーの感度解析より、サブプレッション・チェンバ・プール水相の上昇が早くなるパラメータに与える影響は小さいことを確認してあり、事故進展に与える影響は小さい。	高圧炉心注水流量及び高圧炉心注水温度の影響は小さいことを確認してあり、事故進展に与える影響は小さい。
	原子炉圧力容器	格納容器モジュール	格納容器モジュール	高圧炉心注水流量 : +137% 高圧炉心注水温度 : 100k/kg (-25℃)	高圧炉心注水流量が増加する上昇炉心注水の割合が増えること、発生蒸気量が増加し、サブプレッション・チェンバ・プール水相の上昇が早くなることが考えられるが、高圧炉心注水の感度解析より、高圧炉心注水流量及び高圧炉心注水温度の影響は小さいことを確認してあり、事故進展に与える影響は小さい。
【600】 原子炉圧力容器	ほう酸水の拡散	ほう酸水の拡散モデル	ほう酸水の拡散モデル	初期のサブプレッション・チェンバ・プール水相(初期エンタルピー)が低いと、サブプレッション・チェンバ・プール水の初期エンタルピーに与える影響は小さいことを確認してあり、事故進展に与える影響は小さい。	初期のサブプレッション・チェンバ・プール水の初期エンタルピーに与える影響は小さいことを確認してあり、事故進展に与える影響は小さい。
	原子炉圧力容器	格納容器モジュール	格納容器モジュールの取定に含まれる	解析コードはほう酸水の拡散に用いている保守的な値を用いているため、本臨界までの時間よりも早く、サブプレッション・チェンバ・プール水相の目撃が早くなることが考えられるが、現状にはこれらのパラメータの目撃が遅れる影響は小さいことから、事故進展に与える影響は小さい。	解析コードはほう酸水の拡散に用いている保守的な値を用いているため、本臨界までの時間よりも早く、サブプレッション・チェンバ・プール水相の目撃が早くなることが考えられるが、現状にはこれらのパラメータの目撃が遅れる影響は小さいことを確認してあり、事故進展に与える影響は小さい。

島根原子力発電所 2号炉

備考

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータとなる影響 (原子炉停止機能喪失) (2/4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に対する影響		評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件				
棒データー (動的ドリップ係数)	サイタル末期の値の1.25倍	-	サイタル末期の方がサイタル初期に比べてボイド反応度が増加するため、棒データーの値を小さくすることから、サイタル末期として設定	運転員等操作時間に対する影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。	最確条件とした場合、燃料被覆管温度上昇は抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。	
棒データー (動的ドリップ係数)	サイタル末期の値の0.9倍	-	サイタル末期の方がサイタル初期に比べてボイド反応度が減少するため、棒データーの値を大きくすることから、サイタル初期として設定	運転員等操作時間に対する影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	最確条件とした場合、燃料被覆管温度上昇は抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	
燃料貯留容量 (ドリップ係数)	7.350m³ (設計値)	7.350m³ (設計値)	ドライウェル内体積の設計値 (全体積から内部機器及び構造物の体積を引いた値)	最確条件とした場合、燃料貯留容量は設計値と一致するため、運転員等操作時間に対する影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	最確条件とした場合、燃料貯留容量は設計値と一致するため、運転員等操作時間に対する影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	
燃料貯留容量 (ドリップ係数)	約5.960m³ (設計値)	約5.960m³ (設計値)	燃料貯留容量の設計値	最確条件とした場合、燃料貯留容量は設計値と一致するため、運転員等操作時間に対する影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	最確条件とした場合、燃料貯留容量は設計値と一致するため、運転員等操作時間に対する影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	
サブプレッシャブル冷却	約30℃～約35℃ (実測値)	約30℃～約35℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッシャブル冷却水の温度	最確条件とした場合、サブプレッシャブル冷却水の温度は設計値と一致するため、運転員等操作時間に対する影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	最確条件とした場合、サブプレッシャブル冷却水の温度は設計値と一致するため、運転員等操作時間に対する影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	
格納容器圧力	5.20kPa (設計値)	約38kPa (設計値)	通常運転時の格納容器圧力	最確条件とした場合、格納容器圧力は設計値と一致するため、運転員等操作時間に対する影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	最確条件とした場合、格納容器圧力は設計値と一致するため、運転員等操作時間に対する影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	
復水炉冷却水温度	約35℃～約50℃ (実測値)	約35℃～約50℃ (実測値)	復水炉冷却水温度の設計値	最確条件とした場合、復水炉冷却水温度は設計値と一致するため、運転員等操作時間に対する影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	最確条件とした場合、復水炉冷却水温度は設計値と一致するため、運転員等操作時間に対する影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/6)

項目	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に対する影響		評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件				
給水温度	約216℃	約217℃～約219℃	初期運転時約216℃から主蒸気隔離弁閉止に伴う給水加熱後、電動給水ポンプ停止時点で約84℃まで低下	最確条件とした場合、給水温度は設計値と一致するため、運転員等操作時間に対する影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	最確条件とした場合、給水温度は設計値と一致するため、運転員等操作時間に対する影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	
燃料及び炉心	9×9燃料 (A型) 炉心	最新炉心ごと	9×9燃料 (A型) と9×9燃料 (B型) は、熱力学的な特性はほぼ同等であり、その違いの影響は修正係数 (Bohannon-Holmes) 式及び相関式2の保守性におおむねおおよそ考慮されることから、代表的に9×9燃料 (A型) を設定	最確条件とした場合、燃料 (A型) または9×9燃料 (B型) の相関式はほぼ同等であり、その違いの影響は修正係数 (Bohannon-Holmes) 式及び相関式2の保守性におおむねおおよそ考慮されることから、代表的に9×9燃料 (A型) について (第4部 SKI1)。	最確条件とした場合、燃料 (A型) または9×9燃料 (B型) の相関式はほぼ同等であり、その違いの影響は修正係数 (Bohannon-Holmes) 式及び相関式2の保守性におおむねおおよそ考慮されることから、代表的に9×9燃料 (A型) について (第4部 SKI1)。	
最小限出力比	1.24	-	通常運転時の熱制限値として設定	最確条件とした場合、最小限出力比は解析条件よりも大きくなるため、燃料被覆管温度の上昇は抑制されるが、燃料被覆管温度を操作開始時点としている運転員等操作時間に対する影響は小さい。	最確条件とした場合、最小限出力比は解析条件よりも大きくなるため、燃料被覆管温度の上昇は抑制されるが、燃料被覆管温度を操作開始時点としている運転員等操作時間に対する影響は小さい。	
燃料棒最大線出力密度	44.0kW/m	約33 kW/m～約41kW/m (実値)	通常運転時の熱制限値として設定	最確条件とした場合、燃料棒最大線出力密度は設計値と一致するため、運転員等操作時間に対する影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	最確条件とした場合、燃料棒最大線出力密度は設計値と一致するため、運転員等操作時間に対する影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (原子炉停止機能喪失) (2/4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に対する影響		評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件				
動的ドリップ係数	9×9燃料 (A型) 及びMOX燃料258体を模擬した平均サイタル末期時点を1.25×1.02倍した値	-	サイタル末期の方がサイタル初期に比べてボイド反応度が増加することから、サイタル末期として設定	運転員等操作時間に対する影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	最確条件とした場合、燃料被覆管温度上昇は抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	
格納容器貯留容量 (ドリップ係数)	7.900m³ (設計値)	7.900m³ (設計値)	ドライウェル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値) を設定	最確条件とした場合、格納容器貯留容量は設計値と一致するため、運転員等操作時間に対する影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	最確条件とした場合、格納容器貯留容量は設計値と一致するため、運転員等操作時間に対する影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	
格納容器貯留容量 (ドリップ係数)	約4.700m³ (設計値)	約4.700m³ (設計値)	格納容器貯留容量の設計値	最確条件とした場合、格納容器貯留容量は設計値と一致するため、運転員等操作時間に対する影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	最確条件とした場合、格納容器貯留容量は設計値と一致するため、運転員等操作時間に対する影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	
サブプレッシャブル冷却	約35℃	約19℃～約35℃ (実測値)	通常運転時のサブプレッシャブル冷却水の温度	最確条件とした場合、サブプレッシャブル冷却水の温度は設計値と一致するため、運転員等操作時間に対する影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	最確条件とした場合、サブプレッシャブル冷却水の温度は設計値と一致するため、運転員等操作時間に対する影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	
格納容器圧力	5.20kPa (設計値)	約15kPa (設計値)	通常運転時の格納容器圧力として設定	最確条件とした場合、格納容器圧力は設計値と一致するため、運転員等操作時間に対する影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	最確条件とした場合、格納容器圧力は設計値と一致するため、運転員等操作時間に対する影響は小さい。運転員等操作時間の増加による影響は、運転員等操作時間の増加による影響は小さい。運転員等操作時間の減少による影響は、運転員等操作時間の減少による影響は小さい。	

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (原子炉停止機能喪失) (3/4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
		解析条件	最確条件			
起因事象		主蒸気隔離弁の閉止	-	炉心への反応度印加の観点で強い過渡事象として設定		
安全機能等の喪失に対する仮定		原子炉停止機能、貫通燃料棒の脱落、燃料棒の脱落、燃料棒の脱落による燃料棒の脱落、燃料棒の脱落による燃料棒の脱落	-	バックアップを含めた全ての再稼働手順の適用を仮定		
評価対象とする炉心の状態		炉心の状態	-	サイクル初期に比べて動のボイド生成の抑制が期待されるため、保守的評価として設定		
初期条件						
解析条件						
事故条件						
機器条件						

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (3/6)

項目 H	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
格納容器圧力 (動的ボイド係数)	平衡中心サイクル初期の値×1.25	-	サイクル末期の方がサイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きくなることから、保守的評価として設定		
	平衡中心サイクル末期の値×0.9	-	サイクル末期の値として設定		
格納容器体積 (ドラライエセル)	5.70m³	5.70m³ (設計値)	設計値		
格納容器体積 (サブプレシジョン・チェンバ)	空腔部: 4.10m³ 液相部: 3.30m³	空腔部: 3.70m³ 液相部: 3.30m³	設計値 (通常運転時のサブプレシジョン・チェンバの水位)として設定		
サブプレシジョン・チェンバの温度	32℃	約15℃～約32℃ (実測値)	通常運転時のサブプレシジョン・チェンバの温度として設定		
格納容器圧力	58Pa(gage)	約2.5kPa(gage)～約4.7kPa(gage) (実測値)	通常運転時の格納容器圧力を包含する値		

表2 解析条件を最確条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (原子炉停止機能喪失) (3/4)

項目	解析条件 (初期条件、事故条件及び機器条件) の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
起因事象			炉心への反応度印加の観点で強い過渡事象として設定		
安全機能等の喪失に対する仮定			バックアップを含めた全ての再稼働手順の適用を仮定		
評価対象とする炉心の状態			サイクル初期に比べてボイド反応度印加割合が大きくなることから、保守的評価として設定		
初期条件					
事故条件					
機器条件					

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (5/6)

項 H	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最確条件			
運転大事故等発生時における機器動作条件	<p>逃がし弁機能 (レベル2) 又はドライウェル圧力高よって自動起動, 145m³/h ~ 1,500m³/h (8,300Pa[dif]において)にて注水</p>	<p>逃がし弁機能 (レベル2) 又はドライウェル圧力高よって自動起動, 145m³/h ~ 1,500m³/h (8,300Pa[dif]において)にて注水</p>	<p>原子炉圧力が低めに維持される方が、原子炉圧力に依存する高圧炉心スプレイズ系の注水流量が大きくなり、原子炉圧力が高めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となることから、逃がし弁機能を設定</p>	<p>機器条件の高圧炉心スプレイズ系は、原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が人きくなくなることで、ポンプ性能評価に基づき大きい注水流量を確保している。また、高圧炉心スプレイズ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから、機器条件の逃がし弁機能は原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイズ系の注水流量が人きくなる条件として、逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイズ系の注水流量を小さめとした場合、原子炉水位が低めとなり自然循環流量が低下することによって炉心流量が低下し、中性子束は低めに維持される。一方で、REDFコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効果を設定しているため、炉心流量の低下に伴いボロンミキシング効果が低下することによって未燃界到達時間は遅くなり、これに伴いサブプレシジョン・プール水温度の上昇傾向が顕著になるため、原子炉圧力が低めに維持されることによりサブプレシジョン・プール水温度が上昇し、原子炉圧力が低めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となることから、逃がし弁機能を設定している。また、安全弁機能に期待した場合は、安全弁機能の動作時間中に原子炉圧力が上昇し、ボイラ半が追加するとのため、事故初期の影響は同等となるため、事故初期の影響は同等となるため、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p>	<p>機器条件の高圧炉心スプレイズ系は、原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が人きくなくなることで、ポンプ性能評価に基づき大きい注水流量を確保している。また、高圧炉心スプレイズ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから、機器条件の逃がし弁機能は原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイズ系の注水流量が人きくなる条件として、逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイズ系の注水流量を小さめとした場合、原子炉水位が低めとなり自然循環流量が低下することによって炉心流量が低下し、中性子束は低めに維持される。一方で、REDFコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効果を設定しているため、炉心流量の低下に伴いボロンミキシング効果が低下することによって未燃界到達時間は遅くなり、これに伴いサブプレシジョン・プール水温度の上昇傾向が顕著になるため、原子炉圧力が低めに維持されることによりサブプレシジョン・プール水温度が上昇し、原子炉圧力が低めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となることから、逃がし弁機能を設定している。また、安全弁機能に期待した場合は、安全弁機能の動作時間中に原子炉圧力が上昇し、ボイラ半が追加するとのため、事故初期の影響は同等となるため、事故初期の影響は同等となるため、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p>
	<p>原子炉水位異常低下 (レベル2) 又はドライウェル圧力高よって自動起動, 375m³/h ~ 1,500m³/h (7,650Pa[dif]において)にて注水</p>	<p>原子炉水位異常低下 (レベル2) 又はドライウェル圧力高よって自動起動, 375m³/h ~ 1,500m³/h (7,650Pa[dif]において)にて注水</p>	<p>原子炉水位異常低下 (レベル2) 又はドライウェル圧力高よって自動起動, 375m³/h ~ 1,500m³/h (7,650Pa[dif]において)にて注水</p>	<p>機器条件の高圧炉心スプレイズ系は、原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が人きくなくなることで、ポンプ性能評価に基づき大きい注水流量を確保している。また、高圧炉心スプレイズ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから、機器条件の逃がし弁機能は原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイズ系の注水流量が人きくなる条件として、逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイズ系の注水流量を小さめとした場合、原子炉水位が低めとなり自然循環流量が低下することによって炉心流量が低下し、中性子束は低めに維持される。一方で、REDFコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効果を設定しているため、炉心流量の低下に伴いボロンミキシング効果が低下することによって未燃界到達時間は遅くなり、これに伴いサブプレシジョン・プール水温度の上昇傾向が顕著になるため、原子炉圧力が低めに維持されることによりサブプレシジョン・プール水温度が上昇し、原子炉圧力が低めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となることから、逃がし弁機能を設定している。また、安全弁機能に期待した場合は、安全弁機能の動作時間中に原子炉圧力が上昇し、ボイラ半が追加するとのため、事故初期の影響は同等となるため、事故初期の影響は同等となるため、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p>	<p>機器条件の高圧炉心スプレイズ系は、原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が人きくなくなることで、ポンプ性能評価に基づき大きい注水流量を確保している。また、高圧炉心スプレイズ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから、機器条件の逃がし弁機能は原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイズ系の注水流量が人きくなる条件として、逃がし弁機能を設定している。高圧炉心スプレイズ系の注水流量を小さめとした場合、原子炉水位が低めとなり自然循環流量が低下することによって炉心流量が低下し、中性子束は低めに維持される。一方で、REDFコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効果を設定しているため、炉心流量の低下に伴いボロンミキシング効果が低下することによって未燃界到達時間は遅くなり、これに伴いサブプレシジョン・プール水温度の上昇傾向が顕著になるため、原子炉圧力が低めに維持されることによりサブプレシジョン・プール水温度が上昇し、原子炉圧力が低めに維持されることで、原子炉出力の観点で厳しい設定となることから、逃がし弁機能を設定している。また、安全弁機能に期待した場合は、安全弁機能の動作時間中に原子炉圧力が上昇し、ボイラ半が追加するとのため、事故初期の影響は同等となるため、事故初期の影響は同等となるため、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p>

第2表 解析条件を最確条件とした場合に運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響 (6/6)

項 H	解析条件の不確かさ		条件設定の考え方	運転員等操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	解析条件	最確条件			
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常常低下 (レベル2) にて自動起動 (遷移時間: 0 秒) ・注水流速: 136.7m ³ /h ・注水圧力: 1.04MPa[gage]~7.86MPa[gage]	原子炉水位異常常低下 (レベル2) にて自動起動 (遷移時間: 30 秒) ・注水流速: 136.7m ³ /h ・注水圧力: 1.04MPa[gage]~7.86MPa[gage]	原子炉隔離時冷却系の設計値として設定 注水遅延時間は原子炉注水開始タイミンクが早い方が、原子炉水位が高めに維持されることが多いことから、0 秒を設定	最確条件とした場合には、印刷反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が緩和されることから、運転員等操作時間を与える影響は小さい。	最確条件とした場合には、印刷反応度が小さくなることで、原子炉出力の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータを与える影響は小さい。
	注水流速: 163l/min ・注水圧力: 13.4at%以上	注入流量: 163l/min (設計値) ・注水圧力: 13.4at%以上	注入流量は、設計値を設定 ほう積水注入系は単位時間当たり投入される負の反応度が小さくなるよう管理範囲の下限値を設定	最確条件とした場合には、負の反応度印刷がおおむね早くなり、原子炉出力の低下が早くなることで格納容器への熱負荷が軽減し、格納容器圧力及びサブプレッション・プールの水温の上昇が緩和されるため、これらのパラメータを操作開始の時点とする運転員等操作の開始は遅くなる。解析条件は最確条件と同等であり、事故進展に与える影響はない。	最確条件とした場合には、負の反応度印刷がおおむね早くなり、原子炉出力の低下が早くなることで格納容器への熱負荷が軽減し、格納容器圧力及びサブプレッション・プールの水温の上昇が緩和されること、これらのパラメータを操作開始の時点とする運転員等操作の開始は遅くなる。解析条件は最確条件と同等であり、事故進展に与える影響はない。
	熱交換器 1 基当たり 約 53MW (サブプレッショントラップ) 水温 100℃、海水温度 27.2℃において	熱交換器 1 基当たり 約 53MW (サブプレッショントラップ) 水温 100℃、海水温度 27.2℃において	熱交換器 1 基当たり 約 53MW (サブプレッショントラップ) 水温 100℃、海水温度 27.2℃において	熱交換器 1 基当たり 約 53MW (サブプレッショントラップ) 水温 100℃、海水温度 27.2℃において	熱交換器 1 基当たり 約 53MW (サブプレッショントラップ) 水温 100℃、海水温度 27.2℃において

重大事
関連する
機器等
の故障
条件

まとめ資料比較表 [有効性評価 添付資料 2.5.6]

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料2.5.5</p> <p>リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響</p> <p>1. リウエットの考慮と燃料被覆管温度への影響</p> <p><u>有効性評価では、炉心の著しい損傷を防止する対策の有効性を確認するための評価項目として、「炉心の著しい損傷が発生するおそれがないものであり、かつ、炉心を十分に冷却できるものであること。」が挙げられており、その要件として、「燃料被覆管の最高温度が1200℃以下であること。」及び「燃料被覆管の酸化量は、酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下であること。」(以下「炉心冷却の要件」という。)が定められている。</u></p> <p><u>原子炉停止機能喪失の有効性評価における燃料被覆管温度の上昇は、原子炉圧力の上昇、原子炉圧力容器へのサブクール度の大きな冷却材の注入等、反応度投入に伴う出力上昇により、燃料被覆管表面での沸騰遷移(ドライアウト)が生じる状況下で確認される。</u></p> <p><u>ドライアウトに至り、急激に上昇した燃料被覆管温度は、再び冷却材によって冷却されることで急激に低下するが、燃料被覆管温度が上昇している途中で冷却材によって冷却される場合、冷却に転じる時点の燃料被覆管温度はリウエットのモデルの影響を大きく受けることとなる。</u></p> <p><u>柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉の有効性評価「原子炉停止機能喪失」では、リウエット評価に日本原子力学会標準における相関式2を用いている。「原子炉停止機能喪失」のような燃料被覆管温度が高温となる範囲でも相関式2の保守性は維持されるものと考えるが、一方で、相関式2によるリウエット時刻の予測が及ぼす影響を確認しておくことは重要と考えられる。このため、ここではリウエットを考慮しない条件での燃料被覆管温度を評価し、その最高温度を確認した。</u></p> <p>2. 評価条件</p> <p>リウエットを考慮しないものとし、初期炉心流量を90%及び100%とした場合について評価した。その他の条件については、今回の申請において示した解析ケース(以下「ベースケース」)</p>	<p style="text-align: right;">添付資料2.5.5</p> <p>リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響</p> <p>1. リウエットの考慮と燃料被覆管温度への影響</p> <p>原子炉停止機能喪失の有効性評価においては、主蒸気隔離弁閉止による原子炉圧力の上昇や、給水加熱喪失に伴う炉心入口サブクール度上昇による反応度印加に伴い原子炉出力が上昇し、燃料被覆管表面で沸騰遷移(ドライアウト)が発生することで燃料被覆管温度が上昇する。ドライアウトの発生により上昇した燃料被覆管温度は再び水に覆われた状態となる(リウエット)ことで急減に低下する。よって、燃料被覆管の最高温度は、このリウエットを判定するモデルの影響を大きく受けることとなる。</p> <p>原子炉停止機能喪失の有効性評価では、リウエット判定に「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準:2003」(2003年6月、日本原子力学会)における相関式2を用いている。相関式2によるリウエット判定は燃料被覆管温度に依存し、解析コードは燃料被覆管温度を高め評価することから、相関式2によるリウエット判定時刻も遅くなる傾向となり、燃料被覆管温度評価の観点では保守的な評価となる。一方で、相関式2によるリウエット時刻の予測が及ぼす影響を確認しておくことは重要と考えられることから、ここではリウエットを考慮しない条件での燃料被覆管温度を評価し、その最高温度を確認した。</p> <p>2. 評価条件</p> <p>リウエットを考慮しないものとし、その他の条件については、有効性評価の解析ケース(以下「ベースケース」という。)と同じである。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料2.5.6</p> <p>リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度への影響</p> <p>1. リウエットの考慮と燃料被覆管温度への影響</p> <p>原子炉停止機能喪失の有効性評価においては、主蒸気隔離弁閉止による原子炉圧力の上昇や、給水加熱喪失に伴う炉心入口サブクール度上昇による反応度印加に伴い原子炉出力が上昇し、燃料被覆管表面で沸騰遷移(ドライアウト)が発生することで燃料被覆管温度が上昇する。ドライアウトの発生により上昇した燃料被覆管温度は再び水に覆われた状態となる(リウエット)ことで急減に低下する。よって、燃料被覆管の最高温度は、このリウエットを判定するモデルの影響を大きく受けることとなる。</p> <p>原子炉停止機能喪失の有効性評価では、リウエット判定に「BWRにおける過渡的な沸騰遷移後の燃料健全性評価基準:2003」(2003年6月、日本原子力学会)における相関式2を用いている。相関式2によるリウエット判定は燃料被覆管温度に依存し、解析コードは燃料被覆管温度を高め評価することから、相関式2によるリウエット判定時刻も遅くなる傾向となり、燃料被覆管温度評価の観点では保守的な評価となる。一方で、相関式2によるリウエット時刻の予測が及ぼす影響を確認しておくことは重要と考えられることから、ここではリウエットを考慮しない条件での燃料被覆管温度を評価し、その最高温度を確認した。</p> <p>2. 評価条件</p> <p>リウエットを考慮しないものとし、初期炉心流量を85%及び100%とした場合について評価した。その他の条件については、今回の有効性評価において示した解析ケース(以下「ベースケ</p>	<p>・解析条件の相違【柏崎 6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>という。)と同じである。</p> <p>3. 評価結果</p> <p>リウエットを考慮しないものとし、初期炉心流量を90%及び100%とした場合の燃料被覆管温度の評価結果を図1及び図2に、ベースケースの燃料被覆管温度の評価結果を図3に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。</p> <p>リウエットを考慮しない場合、事象発生の起因としている主蒸気隔離弁の閉止に伴う反応度投入により、事象発生直後に燃料被覆管表面での沸騰遷移(ドライアウト)が生じ、リウエットに伴う大幅な温度低下が生じることなく燃料被覆管温度の高い状態が継続する。その後、復水器ホットウエルの水位低下に伴う電動駆動給水ポンプの停止、それに伴う原子炉水位の低下(レベル2)による再循環ポンプ6台のトリップにより、原子炉の出力が抑制されることで、燃料被覆管温度は大幅に低下する。</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、リウエットを考慮しないことによってベースケースに比べて高い値となるが、炉心冷却の要件の1つである1200℃を下回る。また、燃料被覆管の酸化量は、リウエットを考慮しないことによって燃料被覆管表面が高温で維持される時間が長くなるため、ベースケースに比べて大きな値となるが、炉心冷却の要件の1つである15%を下回る。</p> <p>また、リウエットを考慮しない場合について、初期炉心流量の違いの影響を確認すると、初期炉心流量が90%の方が、燃料被覆管の最高温度及び燃料被覆管の酸化量のいずれも厳しい結果となったが、その幅は燃料被覆管の最高温度において約30℃、燃料被覆管の酸化量において1%以下であり、リウエットを考慮しないことで燃料被覆管の最高温度が約90℃、燃料被覆管の酸化量が約2%増加したことに比べるとその変化幅は小さく、いずれも炉心冷却の要件を満たしていることから、特別な対応が必要となるものではないと考える。</p> <p>以上の結果より、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉では、リウエットを考慮しないものとし、初期炉心流量を90%及</p>	<p>3. 評価結果</p> <p>リウエットを考慮しない場合の燃料被覆管温度の評価結果を第1図にベースケースの評価結果を第2図に示す。また、リウエットを考慮しない場合とベースケースとを比較した評価結果を第1表に、燃料被覆管最高温度発生位置における燃料被覆管温度及び燃料被覆管表面熱流束のベースケースとリウエットを考慮しない場合の比較を第3図及び第4図に示す。</p> <p>リウエットを考慮しない場合、燃料被覆管表面でドライアウトが発生した後、燃料被覆管温度はリウエットによる低下がなく高い状態を継続する。その後、復水器ホットウエルの水位低下による給水・復水系の停止に伴い原子炉水位が低下し、原子炉出力が抑制されることで燃料被覆管温度は低下傾向となる。</p> <p>燃料被覆管の最高温度及び酸化量は、リウエットを考慮しないことによってベースケースに比べて高い値となるが、評価項目である1,200℃及び酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%を下回る。</p> <p>以上の結果より、リウエットを考慮しない場合について、原子炉停止機能喪失の重大事故等防止対策の有効性を評価して</p>	<p>ース)と同じである。</p> <p>3. 評価結果</p> <p>リウエットを考慮しないものとし、初期炉心流量を85%及び100%とした場合の燃料被覆管温度の評価結果を図1及び図2に、ベースケースの燃料被覆管温度の評価結果を図3に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。</p> <p>リウエットを考慮しない場合、燃料被覆管表面でドライアウトが発生した後、燃料被覆管温度はリウエットによる低下がなく高い状態を継続する。その後、復水器ホットウエルの水位低下による給水・復水系の停止に伴い原子炉水位が低下し、原子炉出力が抑制されることで燃料被覆管温度は大幅に低下する。</p> <p>燃料被覆管の最高温度及び酸化量は、リウエットを考慮しないことによってベースケースに比べて高い値となるが、評価項目である1,200℃及び酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%を下回る。</p> <p>また、リウエットを考慮しない場合について、初期炉心流量の違いの影響を確認すると、初期炉心流量が85%の方が、燃料被覆管の最高温度及び燃料被覆管の酸化量のいずれも厳しい結果となったが、その幅は燃料被覆管の最高温度において約75℃、燃料被覆管の酸化量において約1.2%であり、リウエットを考慮しないことで燃料被覆管の最高温度が約262℃、燃料被覆管の酸化量が最大でも約3.1%増加したことに比べるとその変化幅は小さく、いずれも評価項目を満たしていることから、特別な対応が必要となるものではないと考える。</p> <p>以上の結果より、リウエットを考慮しないものとし、初期炉心流量を85%及び100%とした場合について、原子炉停止機能</p>	<p>・解析条件の相違【柏崎6/7】</p> <p>・設備設計の相違【柏崎6/7】</p> <p>・解析条件の相違【柏崎6/7】</p> <p>・解析結果の相違【柏崎6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																																
<p>び100%とした場合について、原子炉停止機能喪失事象への炉心損傷防止対策の有効性を評価しても炉心冷却の要件を満足することを確認した。したがって、<u>柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉</u>では、リウエットモデルの精度に係らず、<u>有効性評価「原子炉停止機能喪失」</u>において炉心冷却の要件を満足することが可能である。</p> <p style="text-align: right;">以上</p> <p>表1 リウエット考慮の有無による評価項目への影響</p> <table border="1" data-bbox="166 722 902 1024"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th colspan="2">感度解析</th> <th>ベースケース</th> <th>評価項目</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>リウエット</td> <td colspan="2">考慮せず</td> <td>相関式2</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>初期炉心流量(%)</td> <td>90</td> <td>100</td> <td>100</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の最高温度(℃)</td> <td>約1180</td> <td>約1150</td> <td>約1060</td> <td>1200℃以下</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の酸化量</td> <td>5%以下</td> <td>4%以下</td> <td>2%以下</td> <td>酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下</td> </tr> </tbody> </table>	項目	感度解析		ベースケース	評価項目	リウエット	考慮せず		相関式2	-	初期炉心流量(%)	90	100	100	-	燃料被覆管の最高温度(℃)	約1180	約1150	約1060	1200℃以下	燃料被覆管の酸化量	5%以下	4%以下	2%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下	<p>も評価項目を満足することを確認した。よって、リウエットモデルの精度に係らず、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において評価項目を満足することを確認した。</p> <p>第1表 リウエット考慮の有無による評価項目パラメータへの影響</p> <table border="1" data-bbox="955 722 1697 856"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>感度解析 (リウエット考慮無)</th> <th>ベースケース (相関式2)</th> <th>評価項目</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>燃料被覆管最高温度</td> <td>約1,060℃</td> <td>約872℃</td> <td>1,200℃以下</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の酸化量</td> <td>約2%以下</td> <td>1%以下</td> <td>酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下</td> </tr> </tbody> </table>	項目	感度解析 (リウエット考慮無)	ベースケース (相関式2)	評価項目	燃料被覆管最高温度	約1,060℃	約872℃	1,200℃以下	燃料被覆管の酸化量	約2%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下	<p>喪失の重大事故等防止対策の有効性を評価しても評価項目を満足することを確認した。よって、リウエットモデルの精度に係らず、<u>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」</u>において評価項目を満足することを確認した。</p> <p>表1 リウエット考慮の有無による評価項目への影響</p> <table border="1" data-bbox="1745 722 2487 949"> <thead> <tr> <th rowspan="2">項目</th> <th colspan="2">感度解析</th> <th rowspan="2">ベースケース</th> <th rowspan="2">評価項目</th> </tr> <tr> <th>考慮せず</th> <th>考慮あり</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>リウエット</td> <td>考慮せず</td> <td>考慮あり</td> <td>相関式2</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>初期炉心流量(%)</td> <td>85</td> <td>100</td> <td>100</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の最高温度(℃)</td> <td>約1,155</td> <td>約1,080</td> <td>約818</td> <td>1,200℃以下</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の酸化量(%)</td> <td>約4.3</td> <td>約3.1</td> <td>1%以下</td> <td>15%以下</td> </tr> </tbody> </table>	項目	感度解析		ベースケース	評価項目	考慮せず	考慮あり	リウエット	考慮せず	考慮あり	相関式2	-	初期炉心流量(%)	85	100	100	-	燃料被覆管の最高温度(℃)	約1,155	約1,080	約818	1,200℃以下	燃料被覆管の酸化量(%)	約4.3	約3.1	1%以下	15%以下	<p>備考</p> <p>・解析結果の相違</p> <p>【柏崎6/7】 ABWRとBWRの設備の相違により、事象初期以降も柏崎6/7では再循環ポンプ6台の運転が継続しているため、給水加熱喪失過程における出力上昇が大きい。</p> <p>【東海第二】 島根2号炉は東海第二に比べ給水ポンプリップの時間が遅く、比較的出力が高い状態がより長く継続することから、燃料被覆管温度が高い。</p>
項目	感度解析		ベースケース	評価項目																																																															
リウエット	考慮せず		相関式2	-																																																															
初期炉心流量(%)	90	100	100	-																																																															
燃料被覆管の最高温度(℃)	約1180	約1150	約1060	1200℃以下																																																															
燃料被覆管の酸化量	5%以下	4%以下	2%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下																																																															
項目	感度解析 (リウエット考慮無)	ベースケース (相関式2)	評価項目																																																																
燃料被覆管最高温度	約1,060℃	約872℃	1,200℃以下																																																																
燃料被覆管の酸化量	約2%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下																																																																
項目	感度解析		ベースケース	評価項目																																																															
	考慮せず	考慮あり																																																																	
リウエット	考慮せず	考慮あり	相関式2	-																																																															
初期炉心流量(%)	85	100	100	-																																																															
燃料被覆管の最高温度(℃)	約1,155	約1,080	約818	1,200℃以下																																																															
燃料被覆管の酸化量(%)	約4.3	約3.1	1%以下	15%以下																																																															

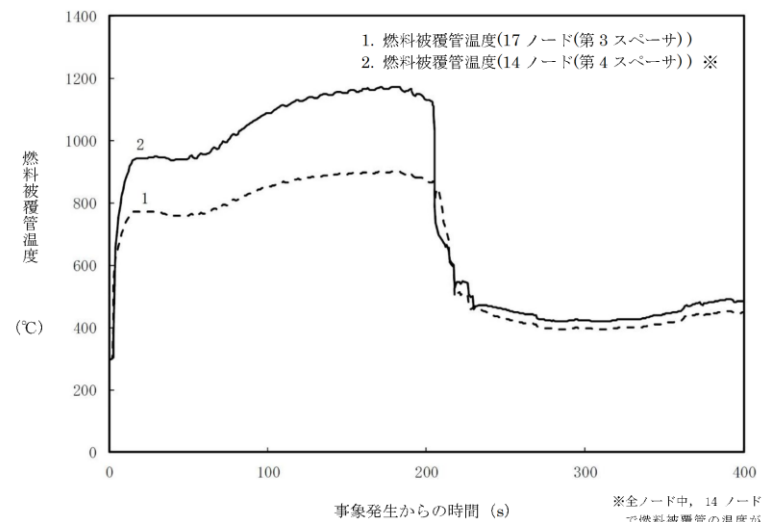


図1 燃料被覆管温度の推移
(リウエット考慮せず、初期炉心流量 90%)

図1 燃料被覆管温度の推移
(リウエット考慮せず、初期炉心流量 90%)

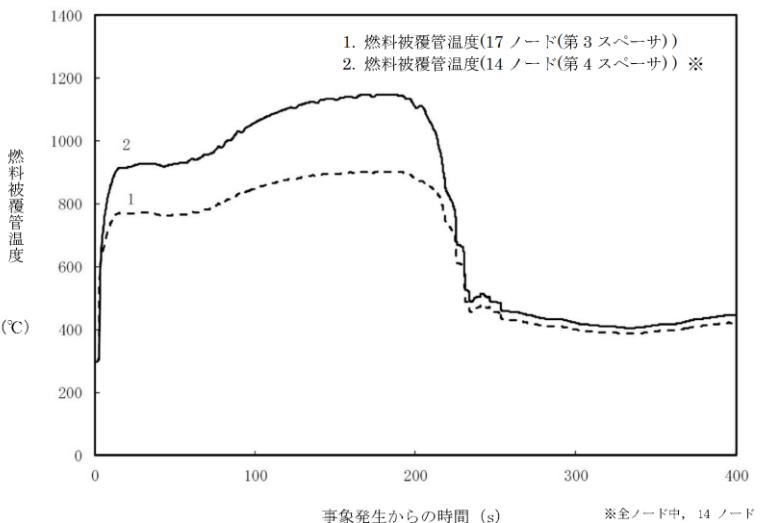
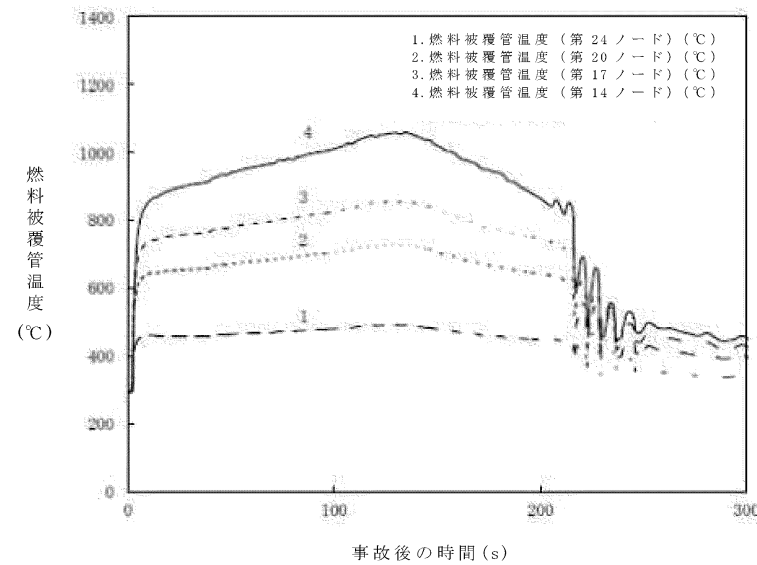
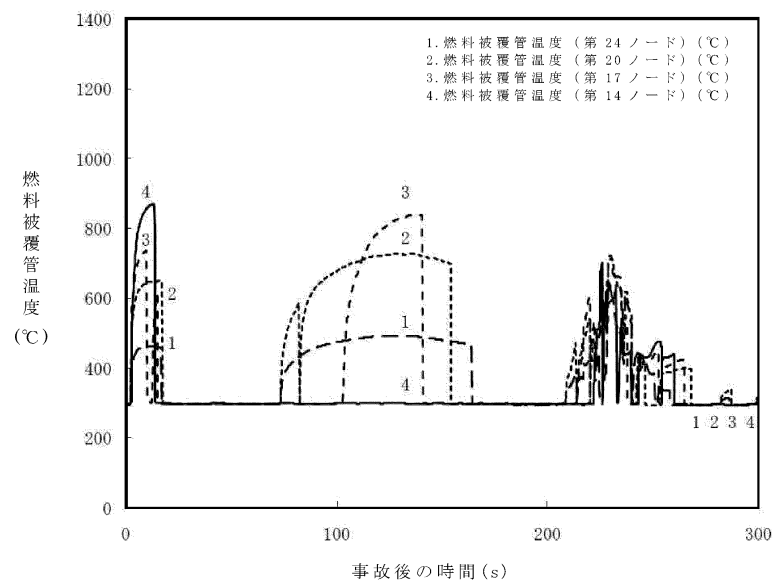


図2 燃料被覆管温度の推移
(リウエット考慮せず、初期炉心流量 100%)

図2 燃料被覆管温度の推移
(リウエット考慮せず、初期炉心流量 100%)



第1図 燃料被覆管温度の推移
(リウエットを考慮しない場合)



第2図 燃料被覆管温度の推移
(ベースケース (相関式2))

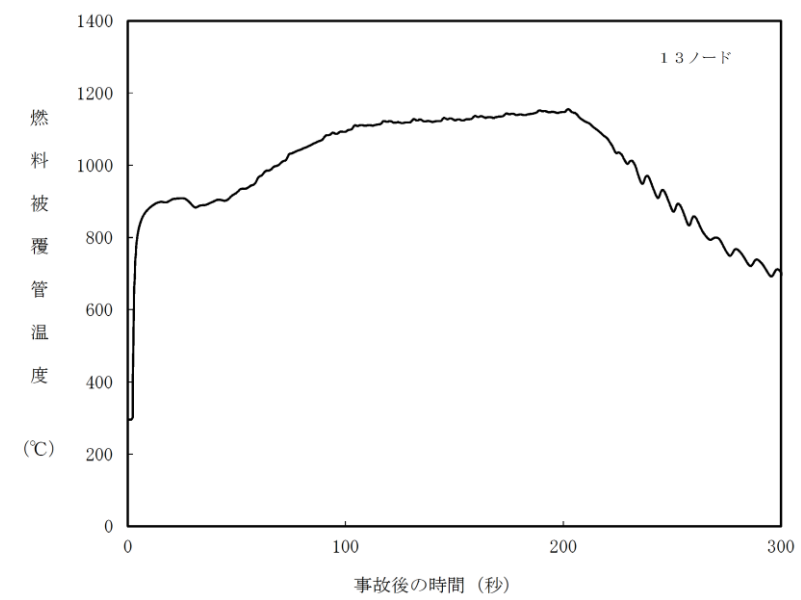


図1 燃料被覆管温度の推移
(リウエット考慮せず、初期炉心流量 85%)

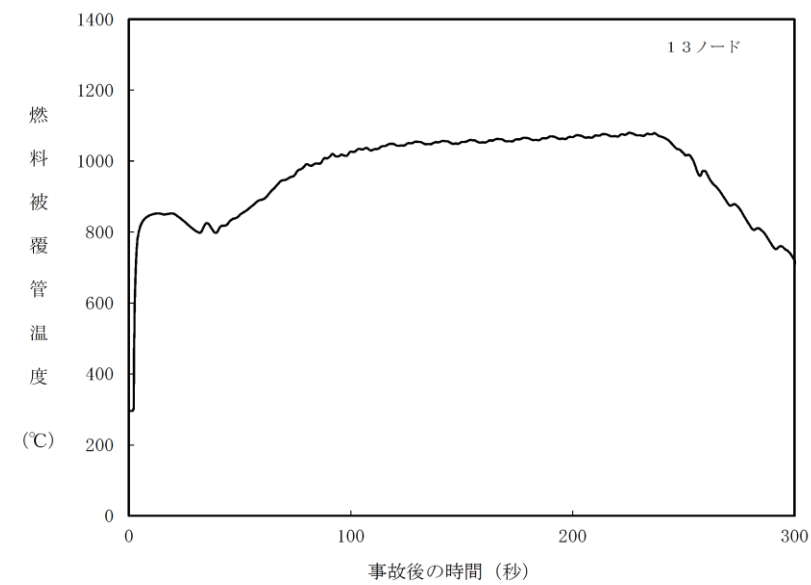


図2 燃料被覆管温度の推移
(リウエット考慮せず、初期炉心流量 100%)

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

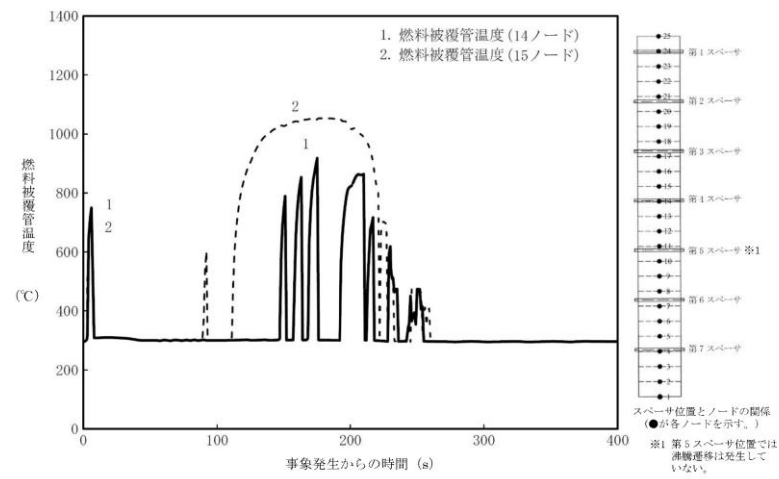
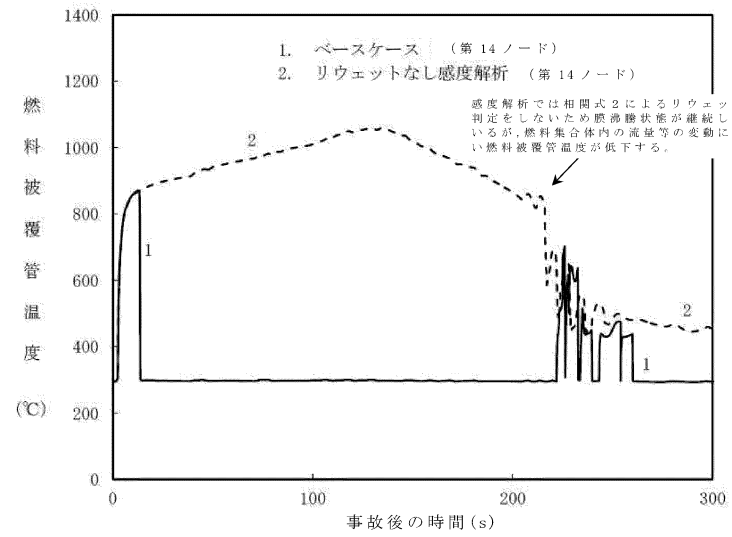
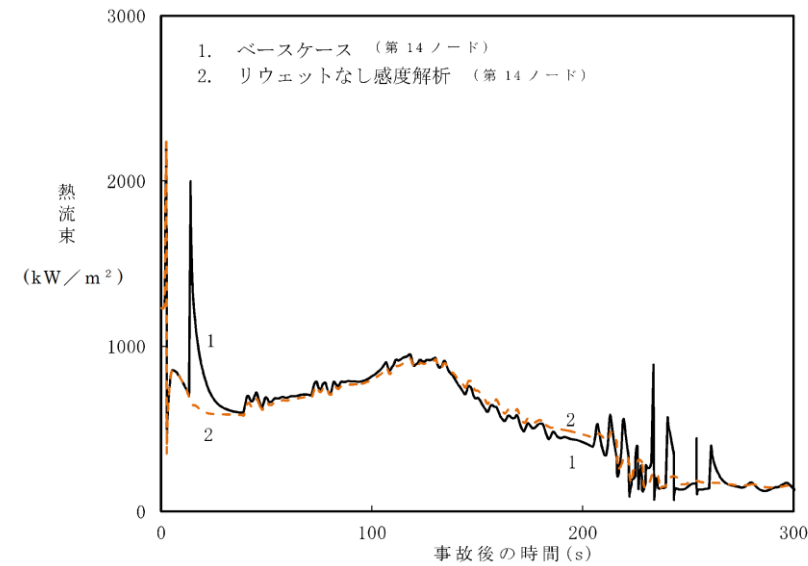


図3 燃料被覆管温度の推移 (ベースケース)



第3図 燃料被覆管最高温度発生位置における燃料被覆管温度のベースケースとリウエットを考慮しない場合の比較



第4図 燃料被覆管最高温度発生位置における燃料被覆管表面熱流束のベースケースとリウエットを考慮しない場合の比較

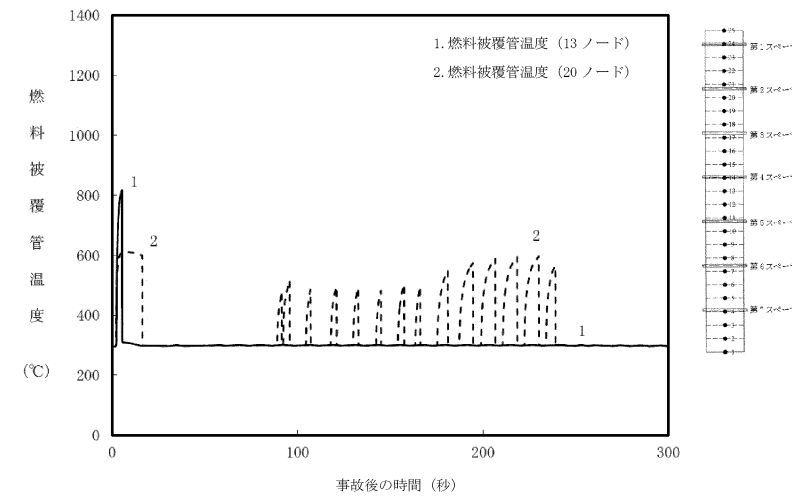


図3 燃料被覆管温度の推移 (ベースケース)

備考
・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: center;">添付資料2.5.9</p> <p style="text-align: center;">外部電源の有無による評価結果への影響</p> <p>1. はじめに 今回の評価では、外部電源は喪失しない条件としており、給水系の機能及び再循環ポンプの機能は喪失しない。ここでは、外部電源が喪失した場合を仮定し、外部電源の有無が評価結果に与える影響を確認した。</p> <p>2. 評価条件 今回の申請において示した解析ケース(以下「ベースケース」という。)の評価条件に対して、外部電源の有無以外は、ベースケースにおける評価条件と同等である。</p> <p>3. 評価結果 評価結果を図1から図12に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。 主蒸気隔離弁の閉止動作開始と同時に、外部電源が喪失するため、MGセットがついていない4台の再循環ポンプがトリップし、その後、MGセット付きの再循環ポンプ6台が約3秒後にトリップする。これにより、ベースケースに比べて出力上昇が抑えられることから、事象初期の出力上昇による燃料被覆管温度の上昇は、ベースケースの事象発生初期の一時的な最高値(約730℃)以下に抑えられる。原子炉圧力については、主蒸気隔離弁の閉止による上昇後、逃がし弁の開動作により低下する。炉心流量減少により原子炉出力が低下するため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値はベースケースと比べて低くなる。 また、外部電源喪失により給水流量が喪失して原子炉水位は低下する。水位の低下に伴い出力が低下することから、ベースケースで見られた給水加熱喪失状態による出力上昇は発生しない。サブプレッション・チェンバへ放出される蒸気量もベースケースと比較して少ないことにより、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ベースケースと比べて低</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 2.5.7</p> <p style="text-align: center;">外部電源の有無による評価結果への影響</p> <p>1. はじめに 今回の有効性評価では、外部電源は喪失しない条件としており、給水・復水系や再循環系ポンプはインターロックにより停止するまで運転を継続する。ここでは、外部電源が喪失した場合を仮定し、外部電源の有無が評価結果に与える影響を確認した。</p> <p>2. 評価条件 外部電源はないものとする。その他の条件はベースケース解析と同様とする。</p> <p>3. 評価結果 評価結果を第1図から第13図に示す。また、評価結果のまとめを第1表に示す。 事象発生と同時に外部電源が喪失するため、再循環系ポンプが停止し、原子炉出力の上昇が抑制されることで、事象初期の燃料被覆管温度の上昇はベースケースに比べて低めとなる。同様に、サブプレッション・プールへ放出される蒸気量も少なくなることにより、サブプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の最高値はベースケースと比べて低くなる。 また、外部電源喪失により給水・復水系が停止し、原子炉水位が低下することから、ベースケースで見られた給水加熱喪失による原子炉出力の上昇は発生しない。</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 2.5.7</p> <p style="text-align: center;">外部電源の有無による評価結果への影響</p> <p>1. はじめに 今回の有効性評価では、外部電源は喪失しない条件としており、給水・復水系や再循環ポンプはインターロックにより停止するまで運転を継続する。ここでは、外部電源が喪失した場合を仮定し、外部電源の有無が評価結果に与える影響を確認した。</p> <p>2. 評価条件 外部電源はないものとする。その他の条件はベースケース解析と同様とする。</p> <p>3. 評価結果 評価結果を図1から図12に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。 事象発生と同時に外部電源が喪失するため、原子炉再循環ポンプMGセットがトリップし、その後、原子炉圧力高(7.41MPa[gage])信号により原子炉再循環ポンプはトリップする。これにより、原子炉出力の上昇が抑制されることで、事象初期の燃料被覆管温度の上昇は、ベースケースの最高値(約818℃)に比べて低めとなる。同様に、サブプレッション・プールへ放出される蒸気量も少なくなることにより、サブプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の最高値はベースケースと比べて低くなる。 また、外部電源喪失により給水・復水系が停止し、原子炉水位が低下することから、ベースケースで見られた給水加熱喪失による原子炉出力の上昇は発生しない。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、再循環ポンプにMGセットがあるため記載。 ・解析結果の相違【柏崎 6/7】

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																																								
<p>くなる。</p> <p>4. まとめ</p> <p>外部電源の有無による評価結果への影響を確認した結果、全ての評価項目のパラメータについて、ベースケースよりも低い値を示した。</p> <p>また、外部電源があることにより使用可能となる給水系及び再循環ポンプについては、これらの機能がある方が事象は厳しくなることから、重大事故等対処設備として位置付ける必要はない。</p> <p style="text-align: right;">以上</p> <p>表1 外部電源の有無による評価項目への影響</p> <table border="1" data-bbox="222 892 845 1165"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>感度解析 (外部電源無)</th> <th>ベースケース (外部電源有)</th> <th>評価項目</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>燃料被覆管の最高温度 (°C)</td> <td>約 710</td> <td>約 1060</td> <td>1200°C以下</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の酸化量</td> <td>1%以下</td> <td>2%以下</td> <td>酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下</td> </tr> <tr> <td>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])</td> <td>約 8.42</td> <td>約 9.08</td> <td>10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)を下回る</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])</td> <td>約0.08</td> <td>約0.19</td> <td>0.62MPa[gage] (限界圧力)を下回る</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッション・チェンバ・プール水温 (°C))</td> <td>約85</td> <td>約113</td> <td>200°C (限界温度)を下回る</td> </tr> </tbody> </table>	項目	感度解析 (外部電源無)	ベースケース (外部電源有)	評価項目	燃料被覆管の最高温度 (°C)	約 710	約 1060	1200°C以下	燃料被覆管の酸化量	1%以下	2%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 8.42	約 9.08	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)を下回る	原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約0.08	約0.19	0.62MPa[gage] (限界圧力)を下回る	原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッション・チェンバ・プール水温 (°C))	約85	約113	200°C (限界温度)を下回る	<p>4. まとめ</p> <p>外部電源が無い場合の感度解析を実施し、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを確認した。</p> <p>また、外部電源が有ることにより使用可能となる給水・復水系及び再循環系ポンプについては、一定期間これらの運転が継続する方が事象進展は厳しくなることから、重大事故等対処設備として位置付ける必要はない。</p> <p>第1表 外部電源の有無による評価項目パラメータへの影響</p> <table border="1" data-bbox="964 892 1685 1165"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>感度解析 (外部電源無)</th> <th>ベースケース (外部電源有)</th> <th>判断基準</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>燃料被覆管最高温度 (°C)</td> <td>約 731</td> <td>約 872</td> <td>1,200°C以下</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の酸化量 (%)</td> <td>1%以下</td> <td>1%以下</td> <td>酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下</td> </tr> <tr> <td>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])</td> <td>約 8.20</td> <td>約 8.42</td> <td>10.34MPa[gage] (最高圧力の1.2倍)を下回る</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])</td> <td>約 0.14</td> <td>約 0.20</td> <td>0.62MPa[gage]を下回る</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッション・プール水温度(°C))</td> <td>約 103</td> <td>約 115</td> <td>200°Cを下回る</td> </tr> </tbody> </table>	項目	感度解析 (外部電源無)	ベースケース (外部電源有)	判断基準	燃料被覆管最高温度 (°C)	約 731	約 872	1,200°C以下	燃料被覆管の酸化量 (%)	1%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 8.20	約 8.42	10.34MPa[gage] (最高圧力の1.2倍)を下回る	原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 0.14	約 0.20	0.62MPa[gage]を下回る	原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッション・プール水温度(°C))	約 103	約 115	200°Cを下回る	<p>4. まとめ</p> <p>外部電源が無い場合の感度解析を実施し、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを確認した。</p> <p>また、外部電源が有ることにより使用可能となる給水・復水系及び再循環ポンプについては、一定期間これらの運転が継続する方が事象進展は厳しくなることから、重大事故等対処設備として位置付ける必要はない。</p> <p>表1 外部電源の有無による評価項目への影響</p> <table border="1" data-bbox="1751 892 2487 1134"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>感度解析 (外部電源なし)</th> <th>ベースケース (外部電源あり)</th> <th>評価項目</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>燃料被覆管最高温度 (°C)</td> <td>約 710</td> <td>約 818</td> <td>1200°C以下</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の酸化量 (%)</td> <td>1%以下</td> <td>1%以下</td> <td>15%以下</td> </tr> <tr> <td>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値 (MPa[gage])</td> <td>約 8.60</td> <td>約 8.91</td> <td>10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)未満</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器圧力バウンダリにかかる圧力の最大値 (kPa[gage])</td> <td>約 122</td> <td>約 167</td> <td>853kPa[gage] (格納容器限界圧力)未満</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器バウンダリの温度の最大値 (サブプレッション・プール水温度 (°C))</td> <td>約 100</td> <td>約 110</td> <td>200°C (格納容器限界温度)未満</td> </tr> </tbody> </table>	項目	感度解析 (外部電源なし)	ベースケース (外部電源あり)	評価項目	燃料被覆管最高温度 (°C)	約 710	約 818	1200°C以下	燃料被覆管の酸化量 (%)	1%以下	1%以下	15%以下	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値 (MPa[gage])	約 8.60	約 8.91	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)未満	原子炉格納容器圧力バウンダリにかかる圧力の最大値 (kPa[gage])	約 122	約 167	853kPa[gage] (格納容器限界圧力)未満	原子炉格納容器バウンダリの温度の最大値 (サブプレッション・プール水温度 (°C))	約 100	約 110	200°C (格納容器限界温度)未満	<p>備考</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>
項目	感度解析 (外部電源無)	ベースケース (外部電源有)	評価項目																																																																								
燃料被覆管の最高温度 (°C)	約 710	約 1060	1200°C以下																																																																								
燃料被覆管の酸化量	1%以下	2%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下																																																																								
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 8.42	約 9.08	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)を下回る																																																																								
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約0.08	約0.19	0.62MPa[gage] (限界圧力)を下回る																																																																								
原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッション・チェンバ・プール水温 (°C))	約85	約113	200°C (限界温度)を下回る																																																																								
項目	感度解析 (外部電源無)	ベースケース (外部電源有)	判断基準																																																																								
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 731	約 872	1,200°C以下																																																																								
燃料被覆管の酸化量 (%)	1%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下																																																																								
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 8.20	約 8.42	10.34MPa[gage] (最高圧力の1.2倍)を下回る																																																																								
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 0.14	約 0.20	0.62MPa[gage]を下回る																																																																								
原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッション・プール水温度(°C))	約 103	約 115	200°Cを下回る																																																																								
項目	感度解析 (外部電源なし)	ベースケース (外部電源あり)	評価項目																																																																								
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 710	約 818	1200°C以下																																																																								
燃料被覆管の酸化量 (%)	1%以下	1%以下	15%以下																																																																								
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値 (MPa[gage])	約 8.60	約 8.91	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)未満																																																																								
原子炉格納容器圧力バウンダリにかかる圧力の最大値 (kPa[gage])	約 122	約 167	853kPa[gage] (格納容器限界圧力)未満																																																																								
原子炉格納容器バウンダリの温度の最大値 (サブプレッション・プール水温度 (°C))	約 100	約 110	200°C (格納容器限界温度)未満																																																																								

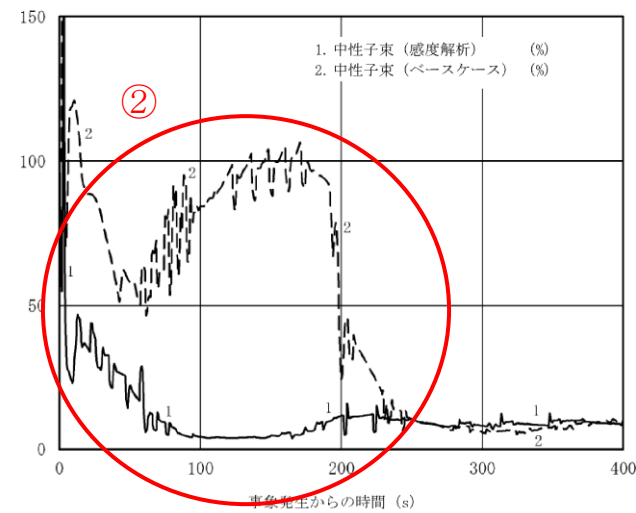


図1 中性子束の推移 (事象発生から 400 秒後まで)

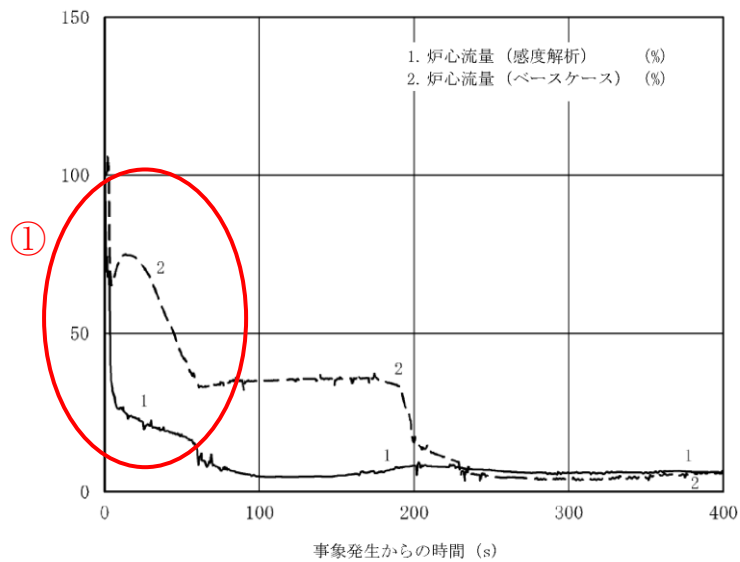
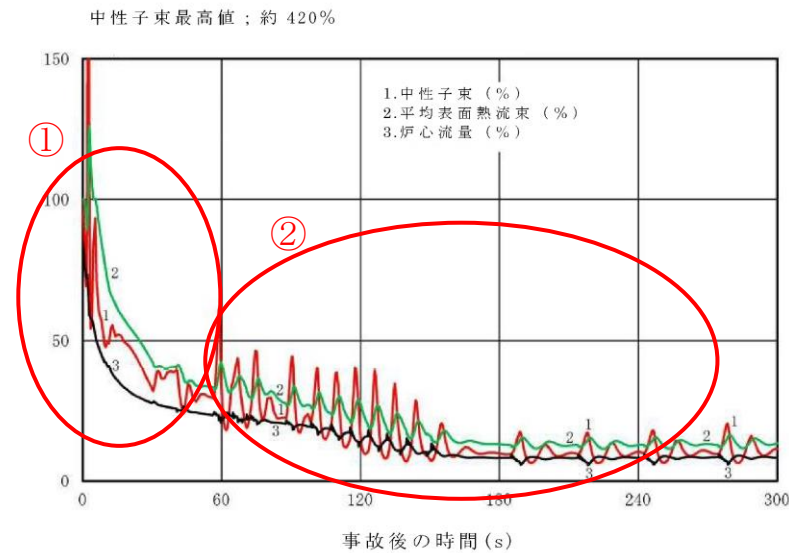


図2 炉心流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)



第1図 中性子束, 平均表面熱流束及び炉心流量の推移 (短期)

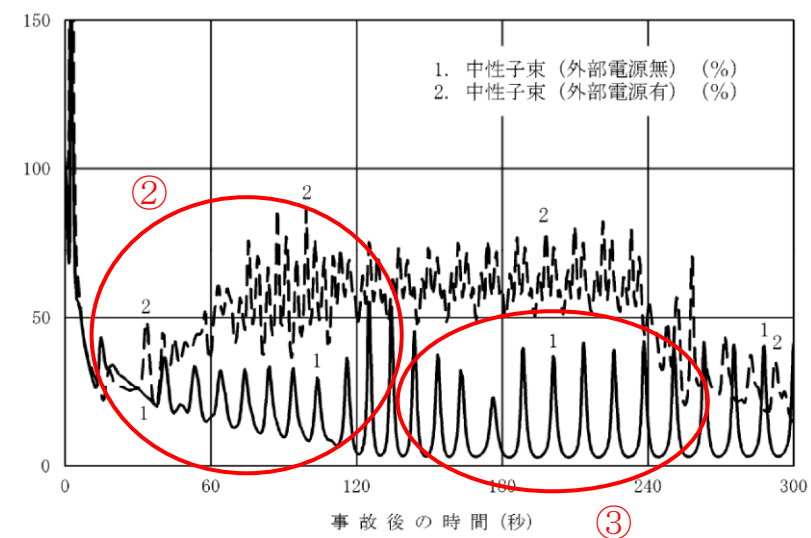


図1 中性子束の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

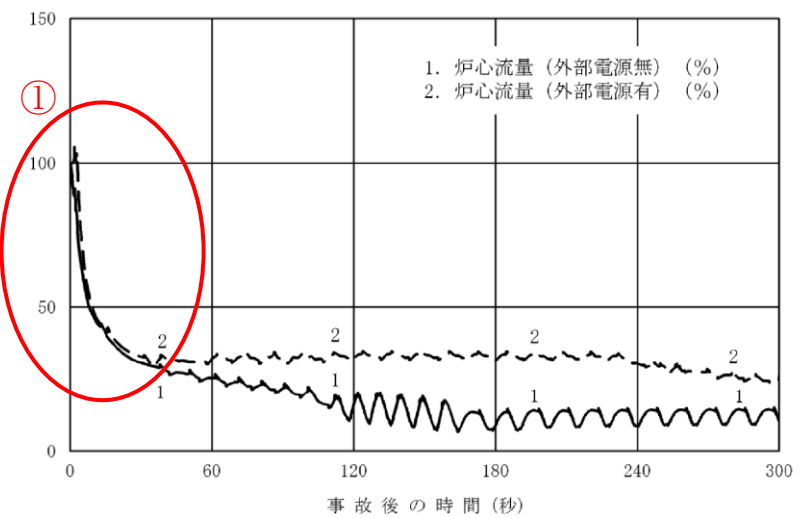


図2 炉心流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

・記載方針の相違
【東海第二】
島根 2号炉は, 外部電源の有無の解析結果を重ねて記載。

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
①外部電源喪失による再循環ポンプの全台トリップに伴う炉心流量の低下。

②外部電源喪失による給水ポンプトリップに伴い, 給水加熱喪失による出力上昇の有無に差異あり。

③中性子束の変動幅
島根 2号炉は, 定格蒸気流量に対するSRV容量が大ききことにより出力変動幅が大きめとなっている。

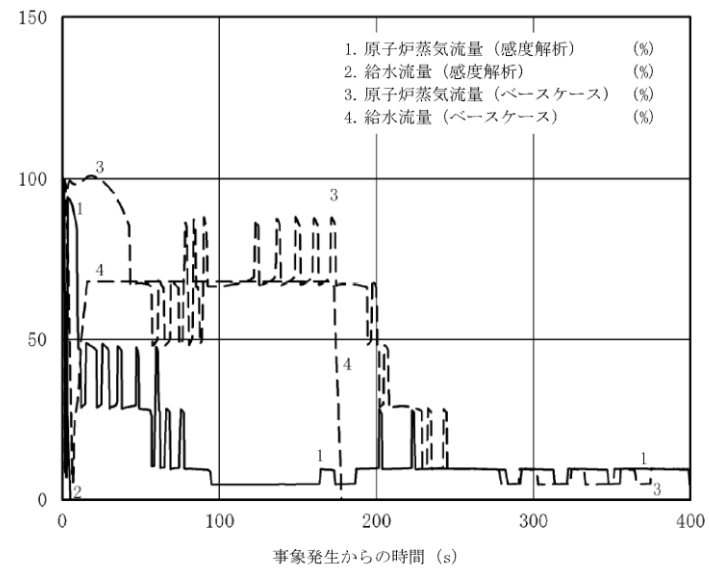


図3 原子炉蒸気流量、給水流量の推移
(事象発生から400秒後まで)

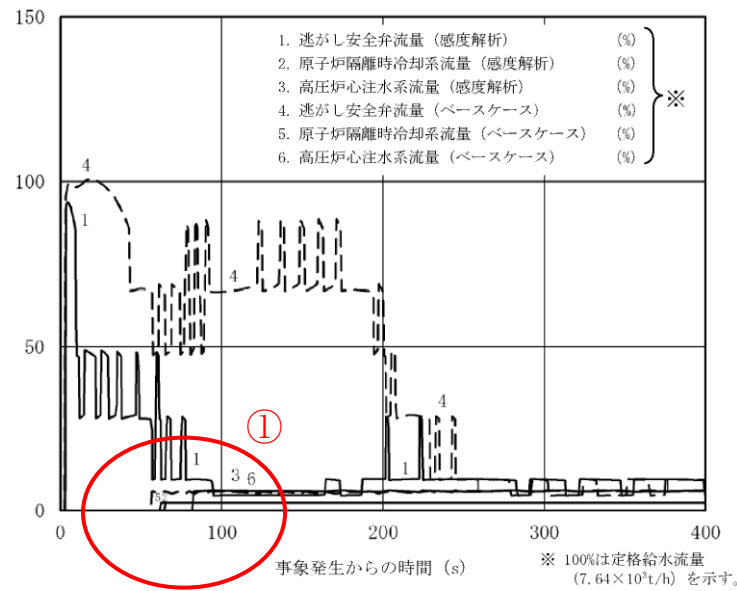
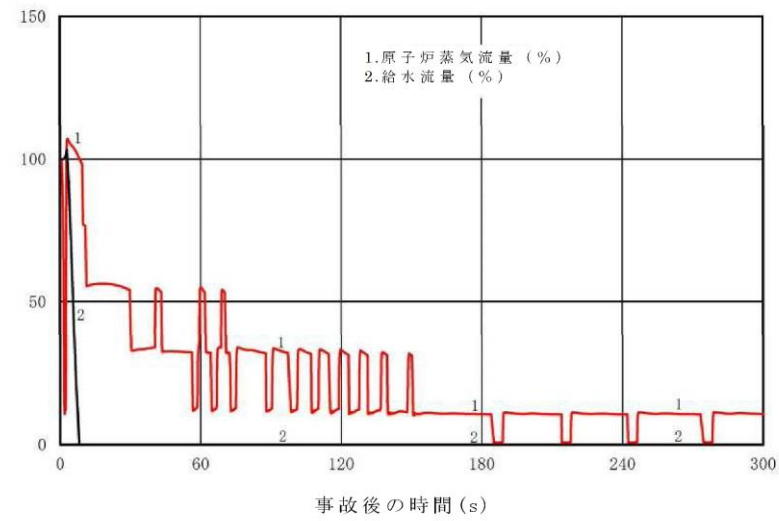
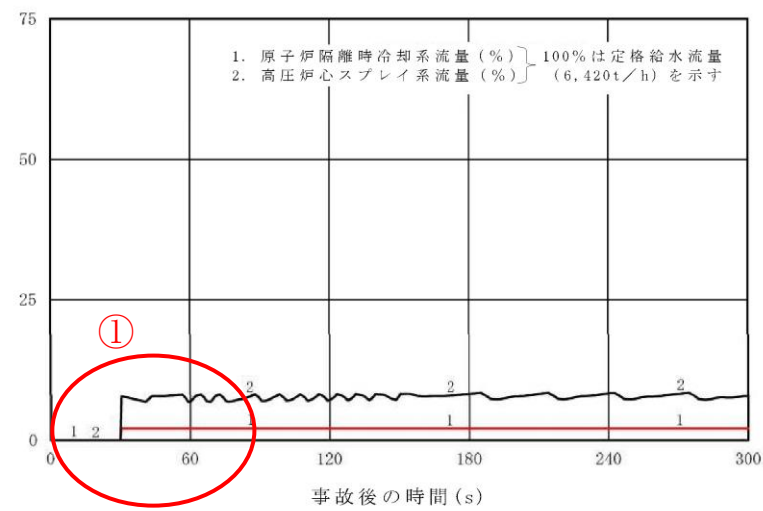


図4 逃がし安全弁、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系の
流量の推移 (事象発生から400秒後まで)



第2図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (短期)



第3図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の
推移 (短期)

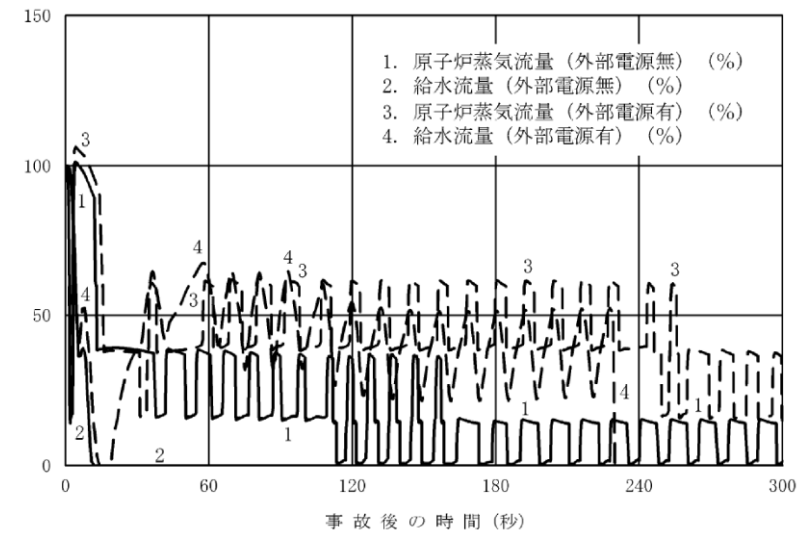


図3 原子炉蒸気流量、給水流量の推移
(事象発生から300秒後まで)

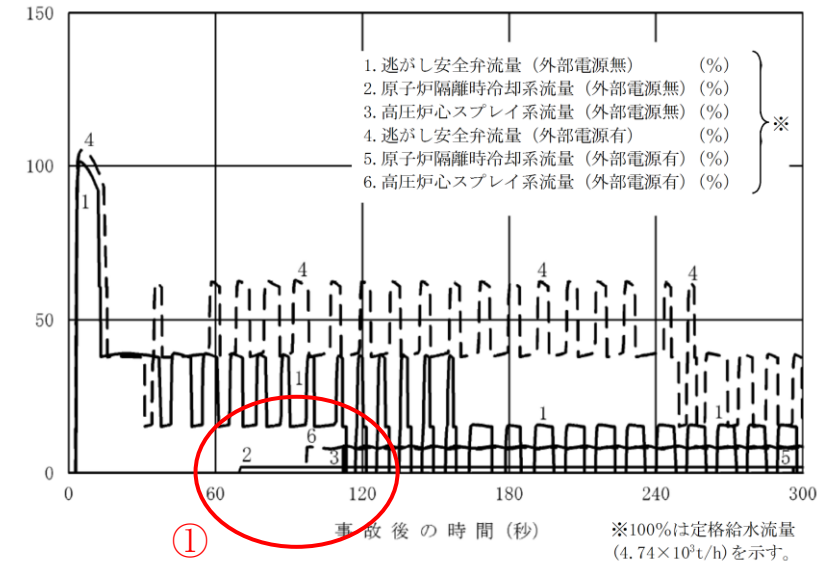


図4 逃がし安全弁、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系の
流量の推移 (事象発生から300秒後まで)

・設備設計の相違
【東海第二】
①島根2号炉は、RCICとHPCSの起動する原子炉水位が異なる(柏崎6/7も同様)が、東海第二は同じ水位で両系が起動している。

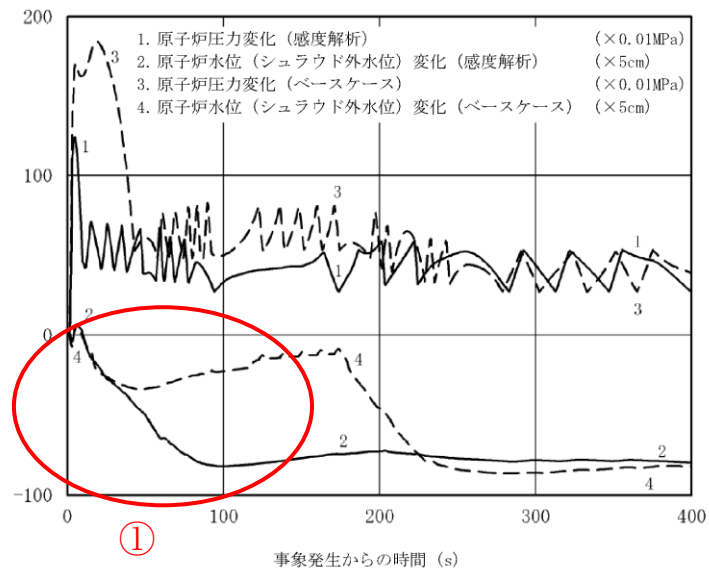
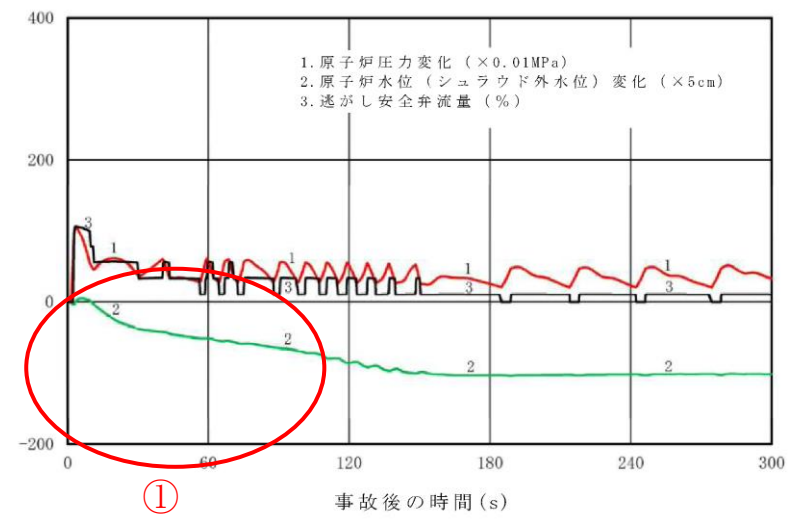
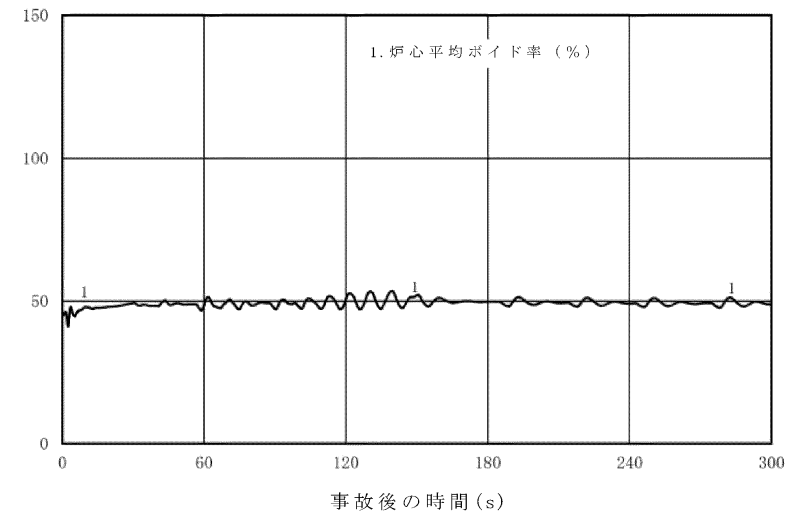


図5 原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）の推移
(事象発生から400秒後まで)



第4図 原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）及び
逃がし安全弁流量の推移（短期）



第5図 炉心平均ボイド率の推移（短期）

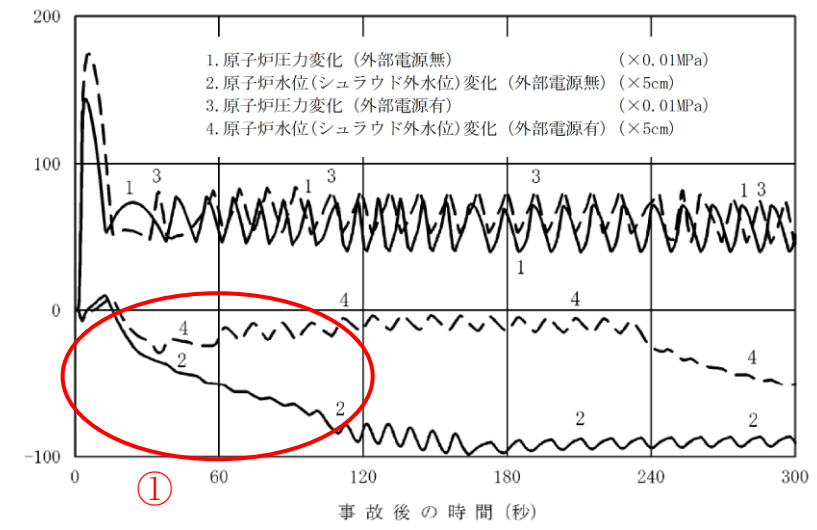


図5 原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）の推移
(事象発生から300秒後まで)

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
①注水流量と注水開始
タイミングの相違によ
り, 東海第二に比較して
島根2号炉の方が水位
低下速度が早い。

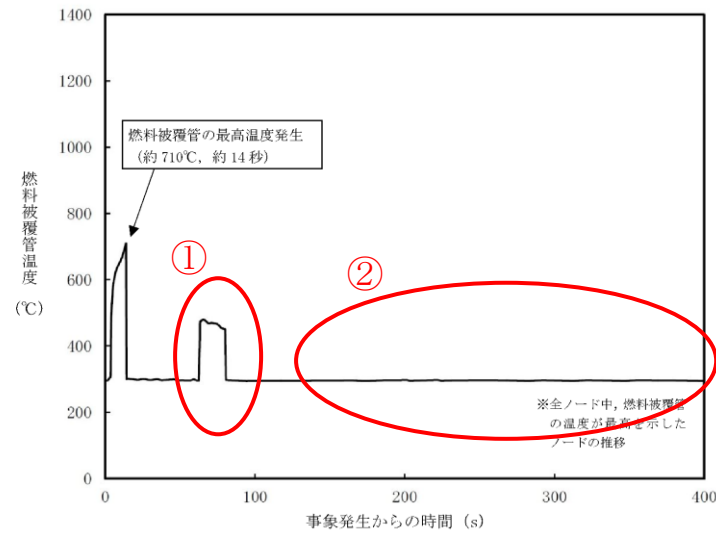
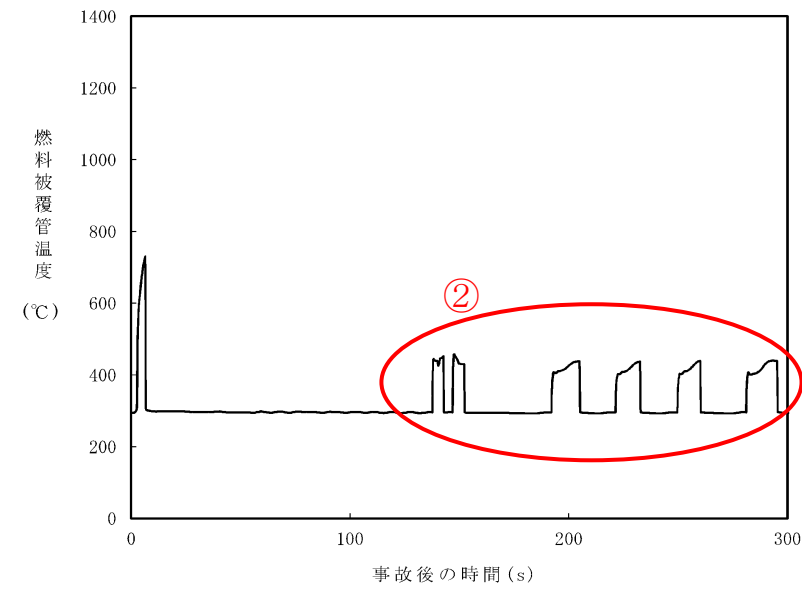


図6 燃料被覆管温度*の推移
(15ノード, 事象発生から400秒後まで)



第6図 燃料被覆管温度(燃料被覆管最高温度発生位置)の推移
(短期)

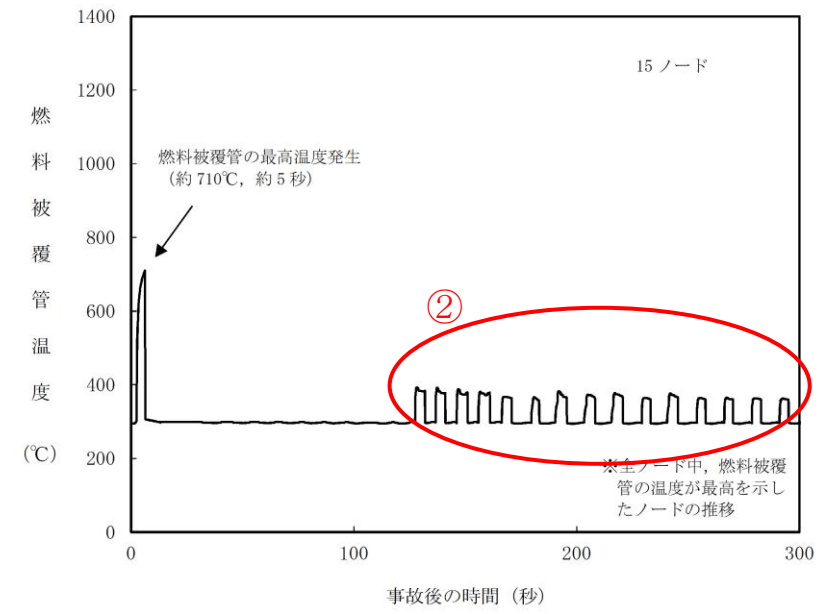


図6 燃料被覆管温度*の推移
(15ノード, 事象発生から300秒後まで)

- ・解析結果の相違
- 【柏崎6/7】
- ①外部電源喪失による再循環ポンプの全台トリップに伴う炉心流量の低下での挙動の相違。
- 【柏崎6/7, 東海第二】
- ②中性子束の変動幅の差異に伴う挙動の相違。

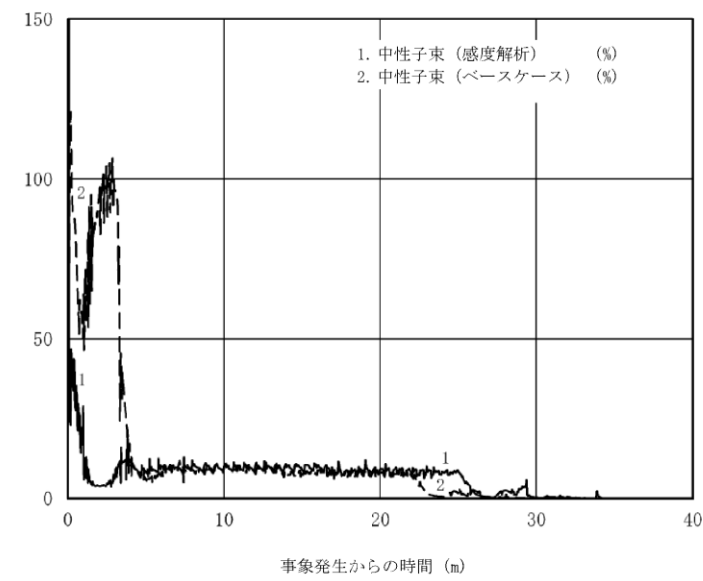


図7 中性子束の推移 (事象発生から40分後まで)

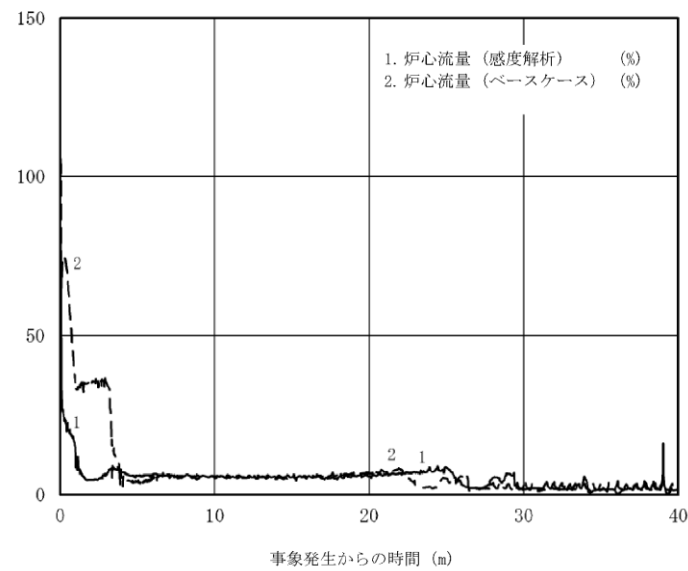
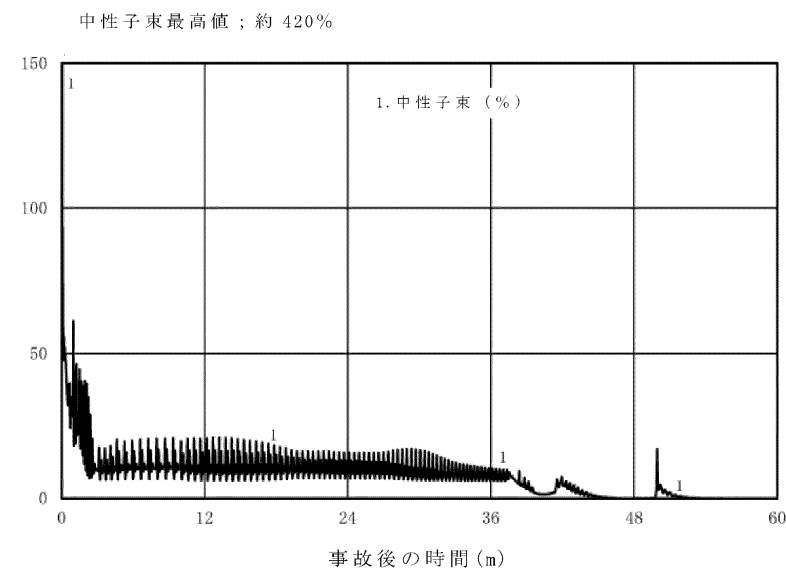
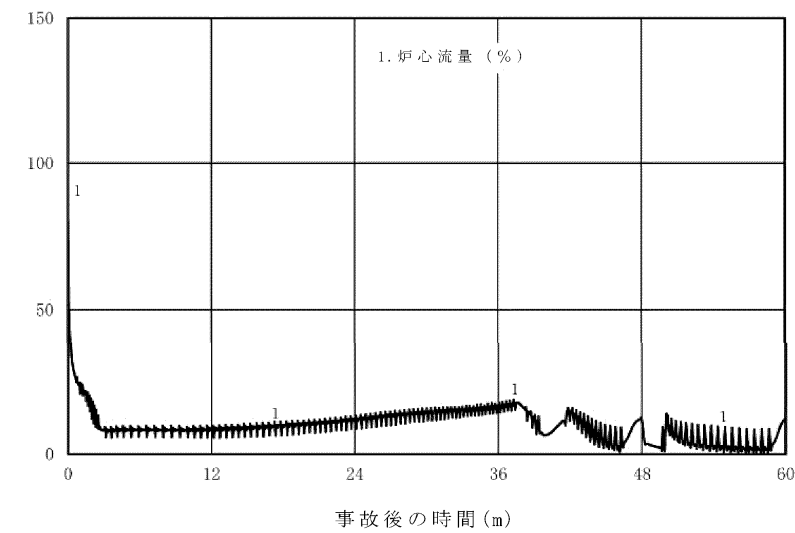


図8 炉心流量の推移 (事象発生から40分後まで)



第7 図 中性子束の推移 (長期)



第8 図 炉心流量の推移

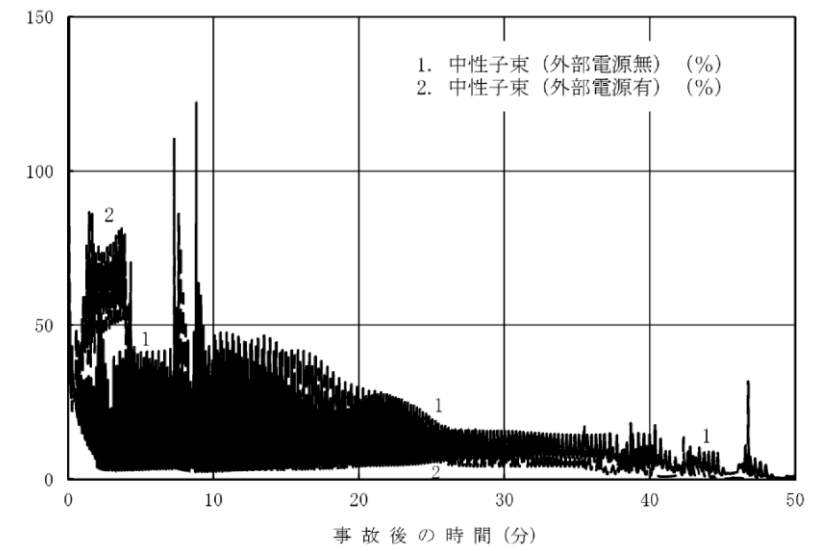


図7 中性子束の推移 (事象発生から50分後まで)

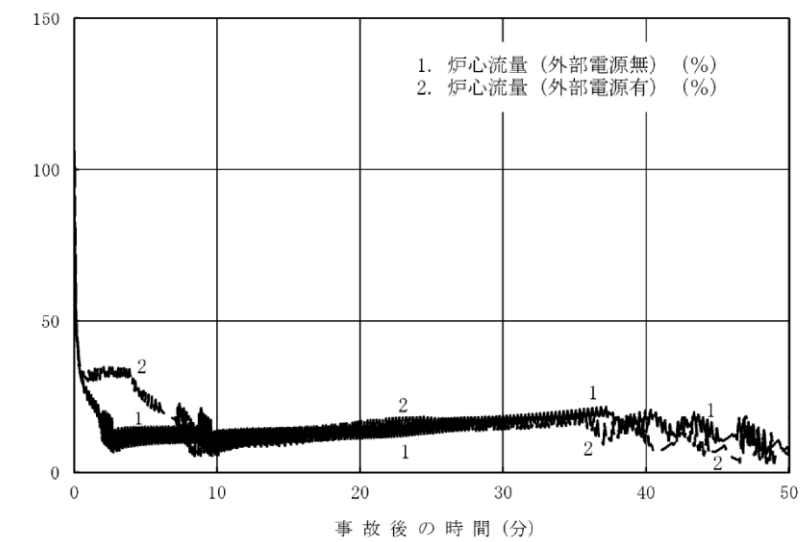


図8 炉心流量の推移 (事象発生から50分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

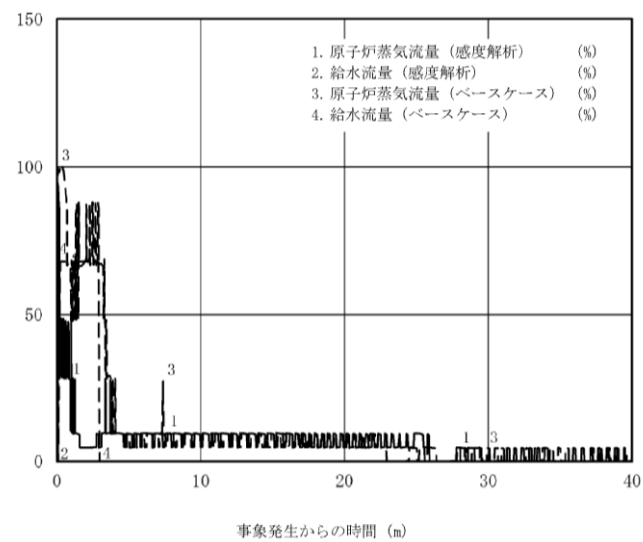
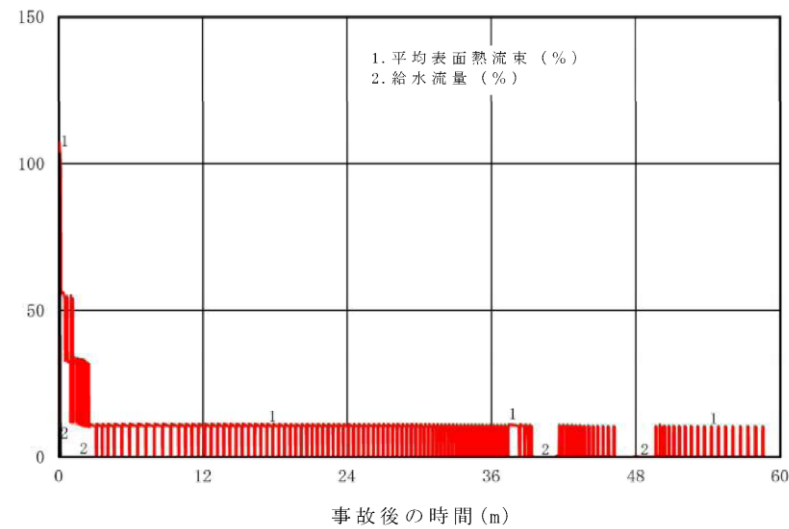


図9 原子炉蒸気流量，給水流量の推移
(事象発生から40分後まで)



第9図 給水流量及び平均表面熱流束の推移(長期)

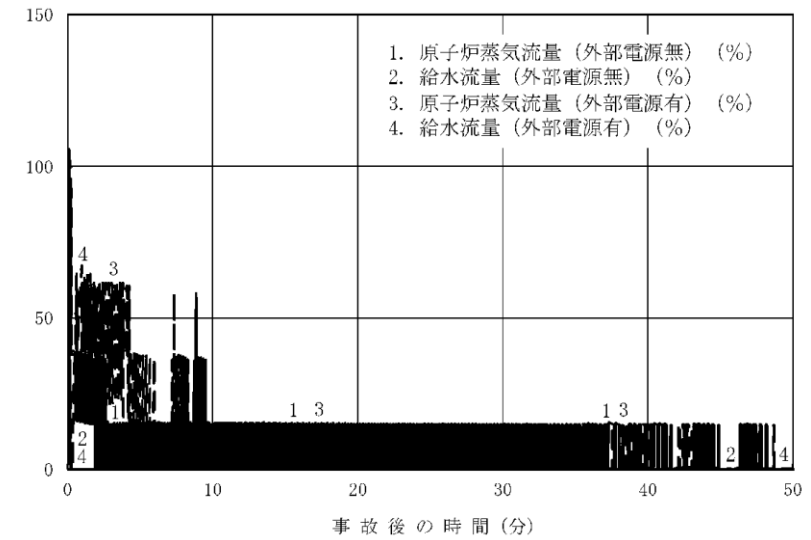


図9 原子炉蒸気流量，給水流量の推移
(事象発生から50分後まで)

備考
・解析結果の相違
【柏崎6/7，東海第二】

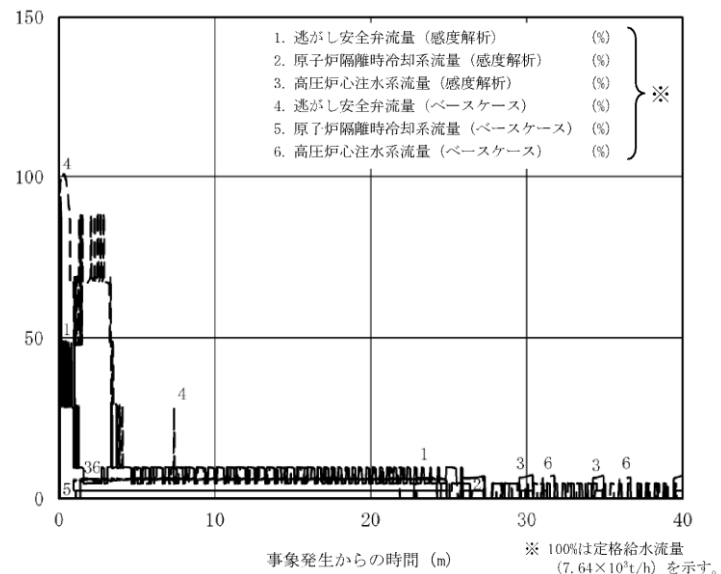
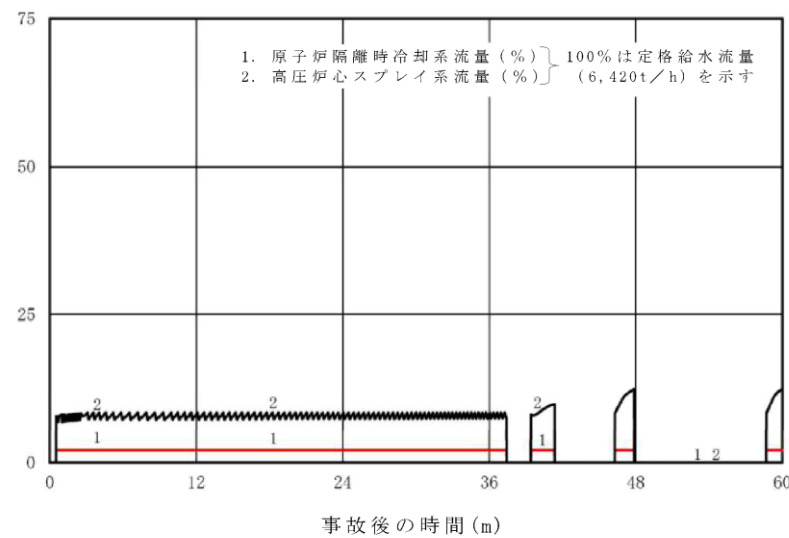


図10 逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系の
流量の推移(事象発生から40分後まで)



第10図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の
推移(長期)

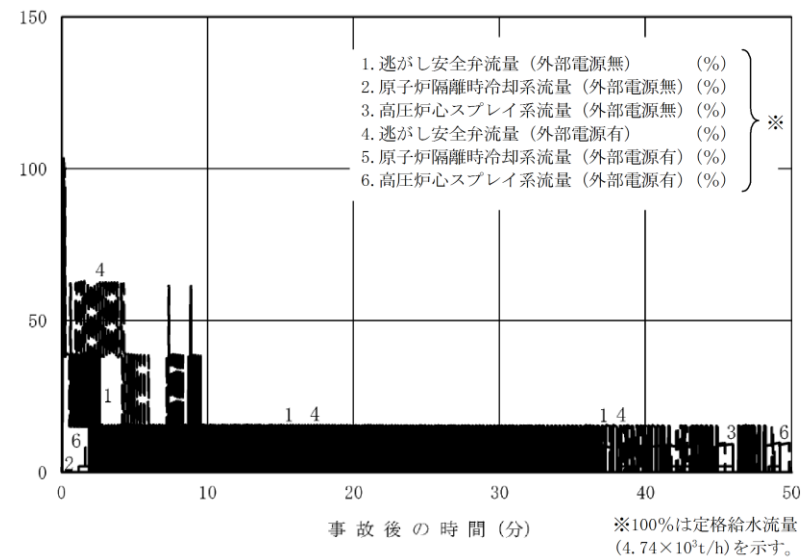


図10 逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系
の流量の推移(事象発生から50分後まで)

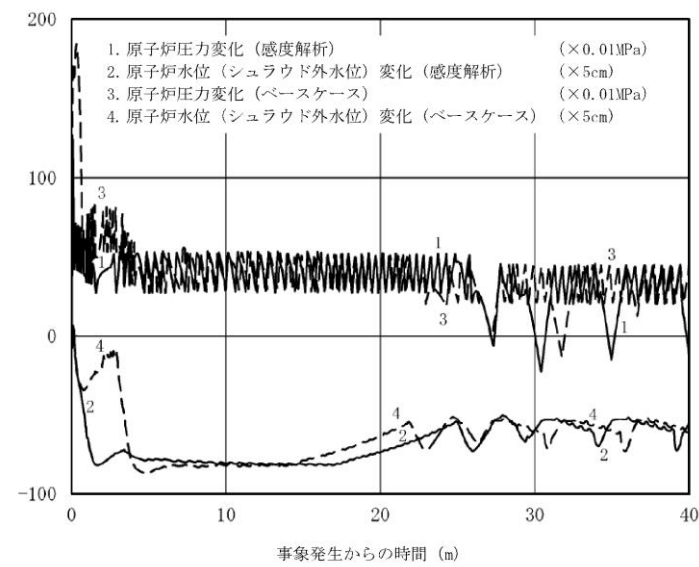
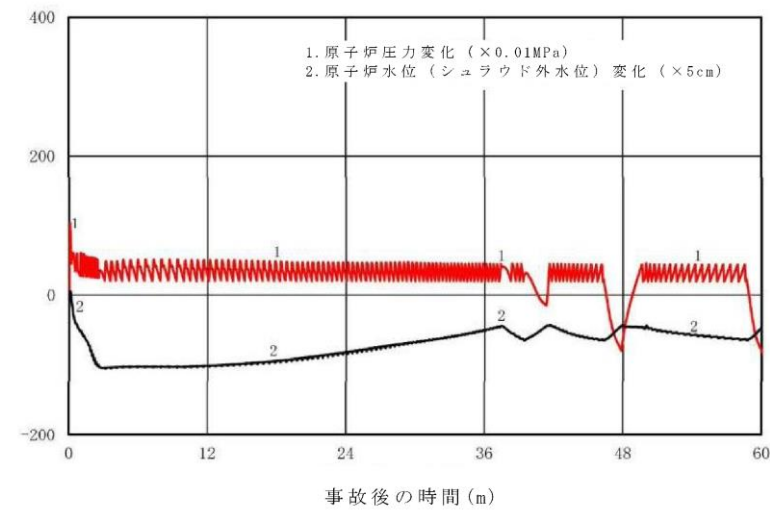
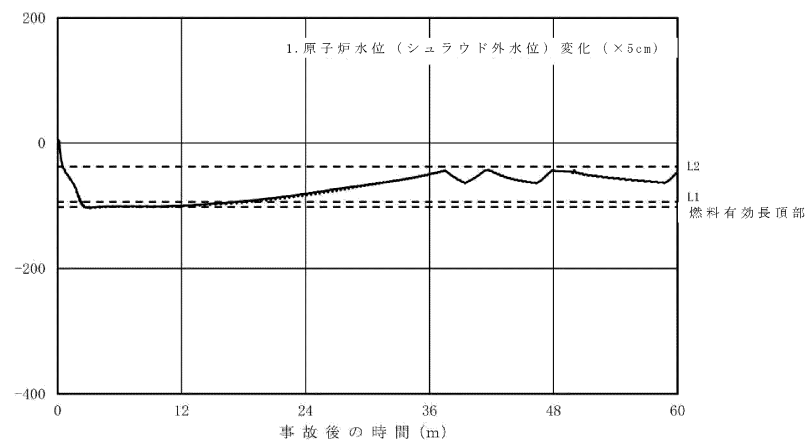


図 11 原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から40分後まで）



第 11 図 原子炉圧力及び原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（長期）



第 12 図 原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（長期）

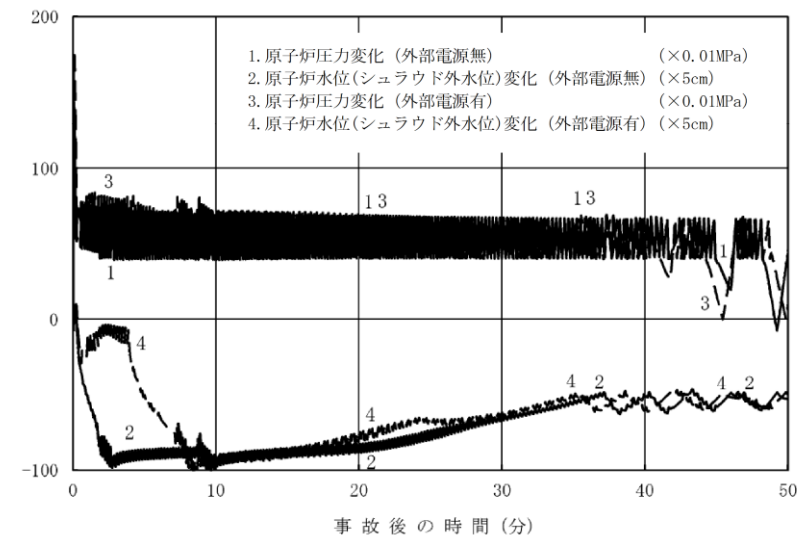


図 11 原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から 50 分後まで）

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

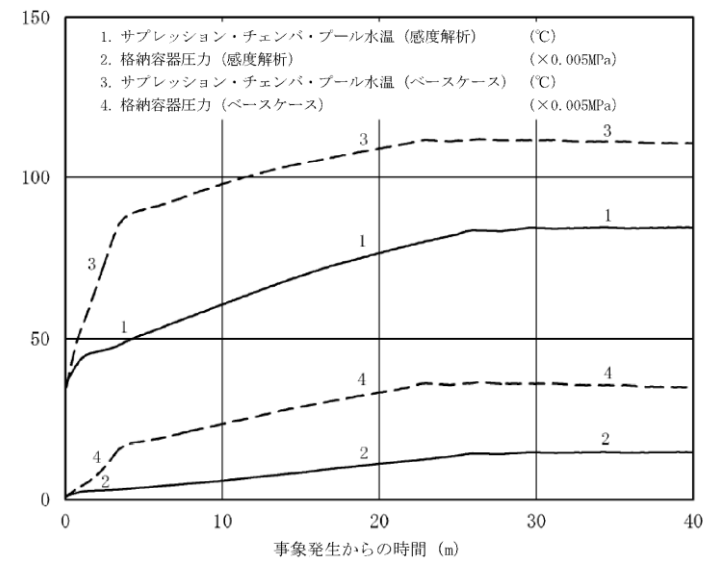
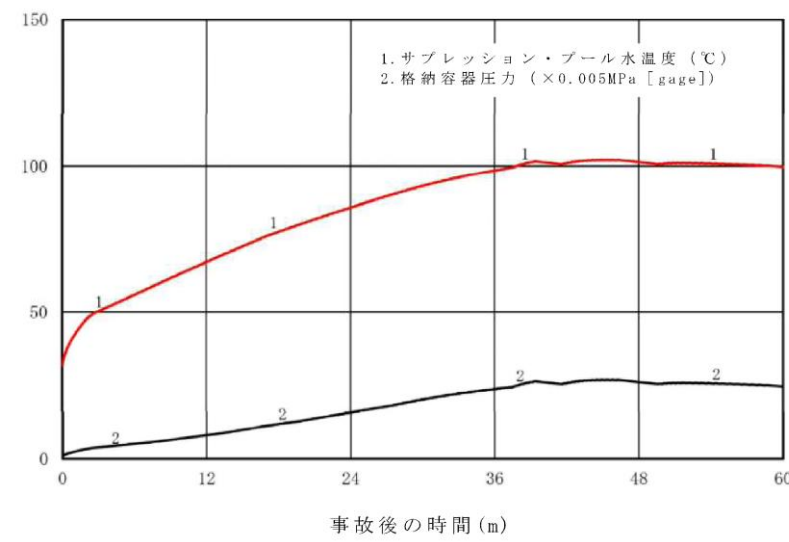


図12 サプレッション・チェンバ・プール水温、格納容器圧力の推移 (事象発生から40分後まで)



第13図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移 (長期)

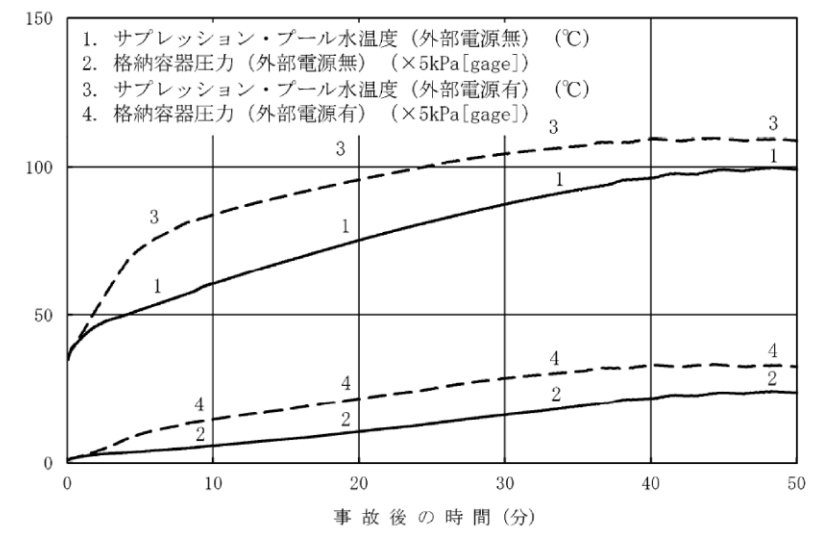


図12 サプレッション・プールの水温度、格納容器圧力の推移 (事象発生から50分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料2.5.6</p> <p style="text-align: center;">初期炉心流量の相違による評価結果への影響</p> <p>1. はじめに 今回の申請では、通常運転時における代表的な状態として、初期炉心流量を100%として解析を実施している。<u>また、再循環ポンプの運転台数は10台、再循環ポンプの回転速度は、10台で炉心流量100%に対応する速度としている。</u>一方、<u>定格熱出力100%の場合、柏崎刈羽原子力発電所6号及び7号炉では炉心流量を90%まで下げて運転することができる。</u></p> <p>初期炉心流量が少ない場合、初期炉心流量が多い場合に比べて相対的にボイド率が高いため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなる等の影響が考えられる。</p> <p>このため初期炉心流量の評価結果への影響を確認する観点から、今回の申請と同等の条件で、初期炉心流量を<u>90%</u>とした場合の評価を実施した。</p> <p>2. 評価条件 今回の申請において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）の評価条件に対して、初期炉心流量を<u>90%（再循環ポンプ10台で炉心流量90%に対応する速度）</u>に変更した以外は、ベースケースの評価条件と同じである。</p> <p>3. 評価結果（再循環ポンプの回転速度（初期炉心流量）が与える影響） ベースケースと同等の条件で初期炉心流量を<u>90%</u>とした場合の評価結果を図1から図12に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。</p> <p>初期炉心流量を<u>90%</u>としたケースでは、<u>初期ボイド率が高く、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなるため出力が高くなり、炉心で発生する蒸気量が増加し、原子炉冷却材圧力バウンダリに係る圧力の最高値が高くなる。</u>その後の出力上昇時（<u>約50秒から約180秒の間</u>）も、逃がし安全弁閉により圧力が上昇する際、炉心流量が低い方が印加される正のボイド反応度が大きいことから、中性子束</p>	<p style="text-align: center;">資料なし</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.5.8</p> <p style="text-align: center;">初期炉心流量の相違による評価結果への影響</p> <p>1. はじめに 今回の有効性評価では、通常運転時における代表的な状態として、初期炉心流量を100%として解析を実施している。一方、<u>島根原子力発電所2号炉では炉心流量を85%まで下げて運転することができる。</u></p> <p>初期炉心流量が少ない場合、初期炉心流量が多い場合に比べて相対的にボイド率が高いため、主蒸気隔離弁の閉止による圧力上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなる等の影響が考えられる。</p> <p>このため初期炉心流量の評価結果への影響を確認する観点から、今回の有効性評価と同等の条件で、初期炉心流量を<u>85%</u>とした場合の評価を実施した。</p> <p>2. 評価条件 今回の有効性評価において示した解析ケース（以下「ベースケース」という。）の評価条件に対して、初期炉心流量を<u>85%</u>に変更した以外は、ベースケースの評価条件と同じである。</p> <p>3. 評価結果（再循環ポンプの回転速度（初期炉心流量）が与える影響） ベースケースと同等の条件で初期炉心流量を<u>85%</u>とした場合の評価結果を図1から図12に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。</p> <p>炉心流量を<u>85%</u>としたケースでは、<u>炉心流量が多い場合に比べ相対的にボイド率が高く、主蒸気隔離弁の閉止による原子炉圧力の上昇時に印加される正のボイド反応度が大きくなるため出力が高くなり、炉心で発生する蒸気量が増加し、原子炉冷却材圧力バウンダリに係る圧力の最高値が高くなる。</u>その後の出力上昇時（<u>約30秒から約200秒の間</u>）も、逃がし安全弁閉により圧力が上昇する際、炉心流量が低い方が印加される正のボ</p>	<p>・評価方針の相違 【東海第二】 東海第二は、炉心流量85%をベースケースとしているため該当する記載なし。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、定格出力時の炉心流量下限は85%、柏崎 6/7 は定格出力時の炉心流量下限は90%である。（以降、同様な相違については記載省略）</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																																																								
<p>が高めに推移する。また、<u>90%炉心流量の場合の方が</u>、中性子束が高めに推移することから発生蒸気が多くなり、水位低下が早くなるため、原子炉水位低（レベル2）による再循環ポンプ6台トリップのタイミングが早まる。</p> <p>ベースケースと比較すると燃料被覆管の最高温度に違いが見られるが、これは上述のとおり、出力上昇時（約50秒から約180秒の間）に中性子束が高めに推移することによる影響と考える。</p> <p><u>なお、再循環流量制御系を手動モードとした場合、再循環ポンプ4台トリップ後の整定出力、整定流量は、初期炉心流量が100%の場合は整定出力79%、整定流量66%となり、初期炉心流量が90%の場合は整定出力約79%、整定流量約59%となる。</u></p> <p>4. まとめ</p> <p>初期炉心流量を90%とした場合、燃料被覆管の最高温度及び原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、初期炉心流量を100%とした場合に比べて高い値を示したが、評価項目となるパラメータの最大値は評価項目を満足することを確認した。</p> <p style="text-align: right;">以上</p> <p>表1 初期炉心流量の相違による評価項目への影響</p> <table border="1" data-bbox="178 1428 896 1789"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>感度解析</th> <th>ベースケース</th> <th>評価項目</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>初期炉心流量 (%)</td> <td>90</td> <td>100</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の最高温度 (°C)</td> <td>約 1080</td> <td>約 1060</td> <td>1200°C以下</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の酸化量</td> <td>3%以下</td> <td>2%以下</td> <td>酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下</td> </tr> <tr> <td>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])</td> <td>約 9.12</td> <td>約 9.08</td> <td>10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)を下回る</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])</td> <td>約0.19</td> <td>約0.19</td> <td>0.62MPa[gage] (限界圧力)を下回る</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッション・チェンバ・プール水温 (°C))</td> <td>約113</td> <td>約113</td> <td>200°C (限界温度)を下回る</td> </tr> </tbody> </table>	項目	感度解析	ベースケース	評価項目	初期炉心流量 (%)	90	100	—	燃料被覆管の最高温度 (°C)	約 1080	約 1060	1200°C以下	燃料被覆管の酸化量	3%以下	2%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 9.12	約 9.08	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)を下回る	原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約0.19	約0.19	0.62MPa[gage] (限界圧力)を下回る	原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッション・チェンバ・プール水温 (°C))	約113	約113	200°C (限界温度)を下回る		<p>イド反応度が大きいことから、中性子束が高めに推移する。また、<u>85%炉心流量の場合の方が</u>、中性子束が高めに推移することから発生蒸気が多くなり、水位低下が早くなるため、原子炉水位低（レベル2）の到達タイミングが早まる。</p> <p>ベースケースと比較すると燃料被覆管の最高温度に違いが見られるが、これは上述のとおり、<u>ボイド反応度による影響と考える。</u></p> <p><u>なお、初期炉心流量の相違は、再循環ポンプトリップ後の原子炉出力に多少の差が生じるものの、電動機駆動給水ポンプにより水位制御されており、静定水位や静定炉心流量等が初期炉心流量により大きく変わることはないため、その後の事象推移に大きな相違はない。</u></p> <p>4. まとめ</p> <p>初期炉心流量を85%とした場合、燃料被覆管の最高温度及び原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、初期炉心流量を100%とした場合に比べて高い値を示したが、評価項目となるパラメータの最大値は評価項目を満足することを確認した。</p> <p style="text-align: center;">表1 初期炉心流量の相違による評価項目への影響</p> <table border="1" data-bbox="1757 1428 2475 1789"> <thead> <tr> <th>評価項目</th> <th>感度解析</th> <th>ベースケース</th> <th>評価項目</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>初期炉心流量 (%)</td> <td>85</td> <td>100</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の最高温度 (°C)</td> <td>約 820</td> <td>約 818</td> <td>1,200°C以下</td> </tr> <tr> <td>燃料被覆管の酸化量</td> <td>1%以下</td> <td>1%以下</td> <td>15%以下</td> </tr> <tr> <td>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値 (MPa[gage])</td> <td>約 8.94</td> <td>約 8.91</td> <td>10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)未滿</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値 (kPa[gage])</td> <td>約 170</td> <td>約 167</td> <td>853kPa[gage] (格納容器限界圧力)未滿</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値 (サブプレッション・プール水温度 (°C))</td> <td>約 111</td> <td>約 110</td> <td>200°C (格納容器限界温度)未滿</td> </tr> </tbody> </table>	評価項目	感度解析	ベースケース	評価項目	初期炉心流量 (%)	85	100	—	燃料被覆管の最高温度 (°C)	約 820	約 818	1,200°C以下	燃料被覆管の酸化量	1%以下	1%以下	15%以下	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値 (MPa[gage])	約 8.94	約 8.91	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)未滿	原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値 (kPa[gage])	約 170	約 167	853kPa[gage] (格納容器限界圧力)未滿	原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値 (サブプレッション・プール水温度 (°C))	約 111	約 110	200°C (格納容器限界温度)未滿	<p>備考</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、再循環ポンプが全台トリップするが、柏崎 6/7 は再循環ポンプ 4台トリップ後に残り 6台が運転を継続するため、その時の原子炉出力及び炉心流量を記載している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】</p>
項目	感度解析	ベースケース	評価項目																																																								
初期炉心流量 (%)	90	100	—																																																								
燃料被覆管の最高温度 (°C)	約 1080	約 1060	1200°C以下																																																								
燃料被覆管の酸化量	3%以下	2%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下																																																								
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約 9.12	約 9.08	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)を下回る																																																								
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力 (MPa[gage])	約0.19	約0.19	0.62MPa[gage] (限界圧力)を下回る																																																								
原子炉格納容器バウンダリの温度 (サブプレッション・チェンバ・プール水温 (°C))	約113	約113	200°C (限界温度)を下回る																																																								
評価項目	感度解析	ベースケース	評価項目																																																								
初期炉心流量 (%)	85	100	—																																																								
燃料被覆管の最高温度 (°C)	約 820	約 818	1,200°C以下																																																								
燃料被覆管の酸化量	1%以下	1%以下	15%以下																																																								
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値 (MPa[gage])	約 8.94	約 8.91	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)未滿																																																								
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値 (kPa[gage])	約 170	約 167	853kPa[gage] (格納容器限界圧力)未滿																																																								
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値 (サブプレッション・プール水温度 (°C))	約 111	約 110	200°C (格納容器限界温度)未滿																																																								

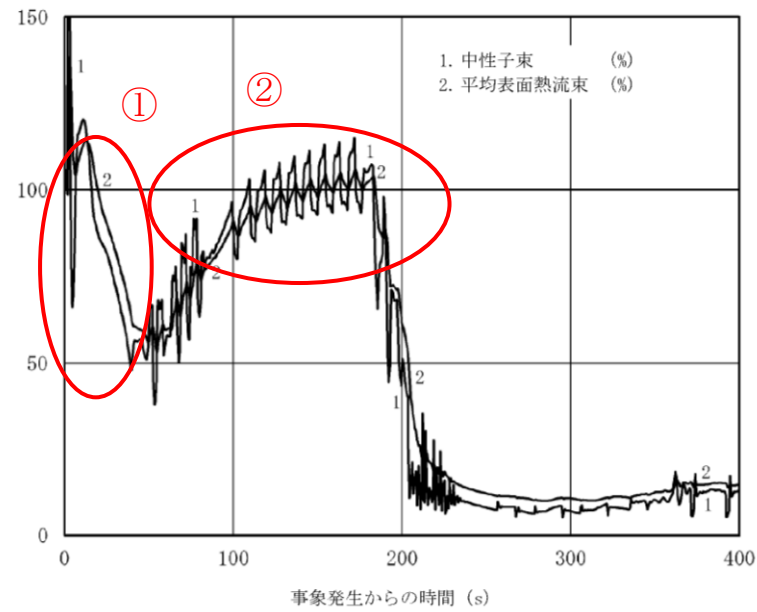


図1 中性子束, 平均表面熱流束の推移
(事象発生から400秒後まで)

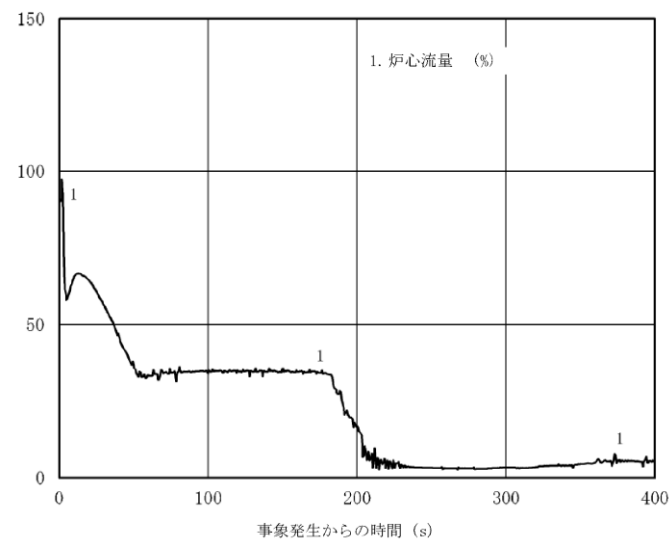


図2 : 炉心流量の推移 (事象発生から400秒後まで)

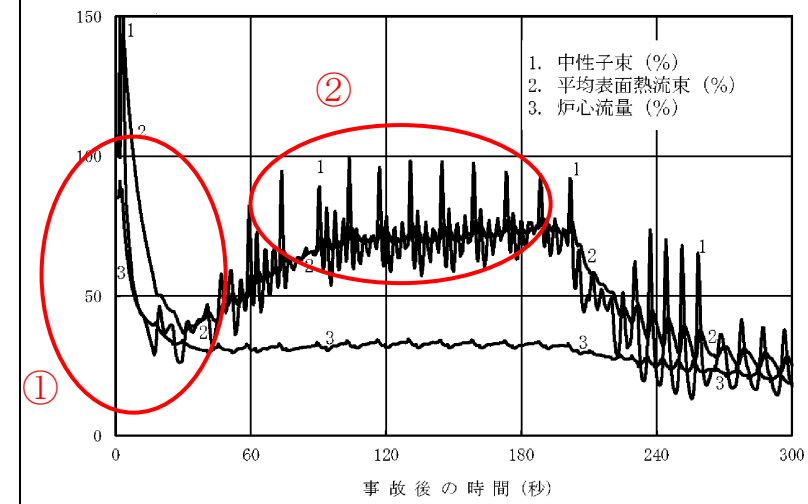


図1 中性子束, 平均表面熱流束, 炉心流量の推移
(事象発生から300秒後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
①再循環ポンプトリップ台数及びトリップ条件の相違による中性子束等の挙動の相違。
②島根2号炉は, 定格蒸気流量に対するSRV容量が大きいこと等により, SRV開閉による出力変化が大きい。

・記載方針の相違
【柏崎 6/7】
島根2号炉は, 図1において炉心流量の推移挙動も示している。

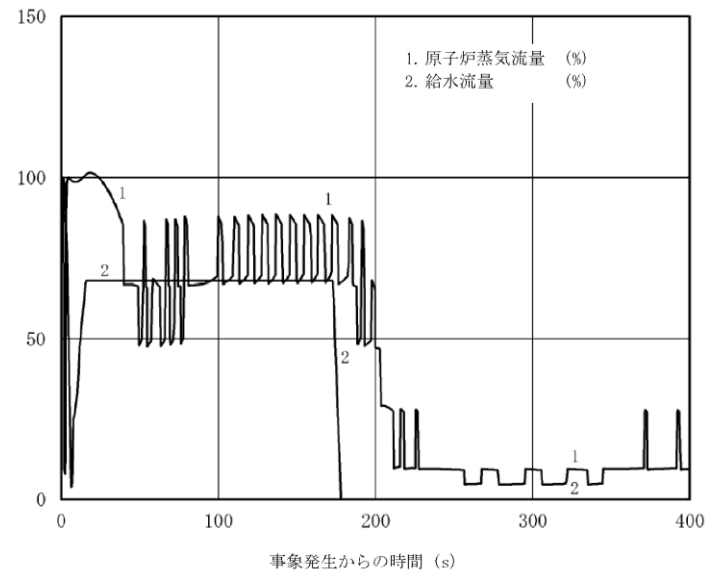


図3 原子炉蒸気流量, 給水流量の推移
(事象発生から400秒後まで)

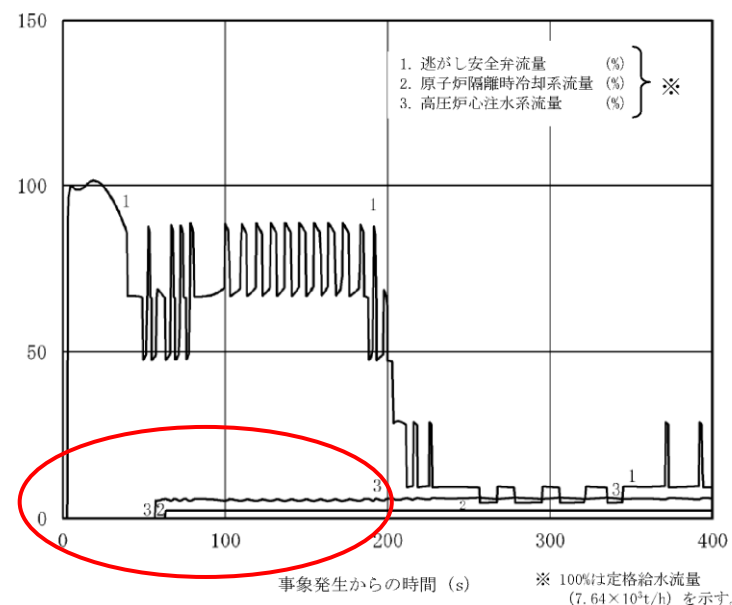


図4 逃がし安全弁, 原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心注水系の
流量の推移 (事象発生から400秒後まで)

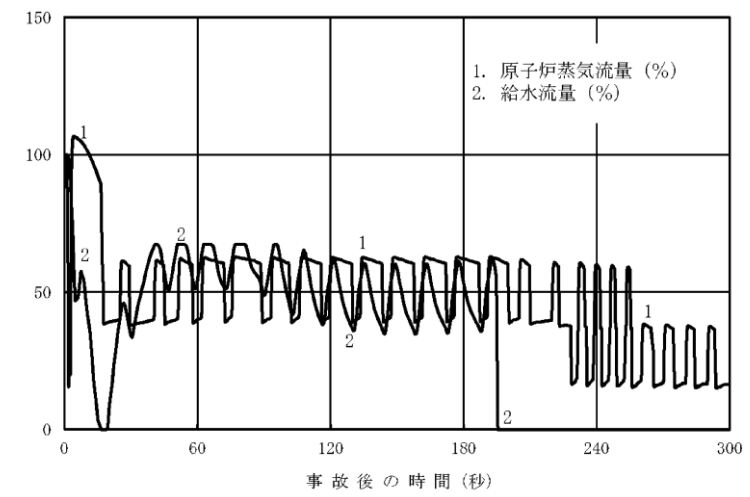


図2 原子炉蒸気流量, 給水流量の推移
(事象発生から300秒後まで)

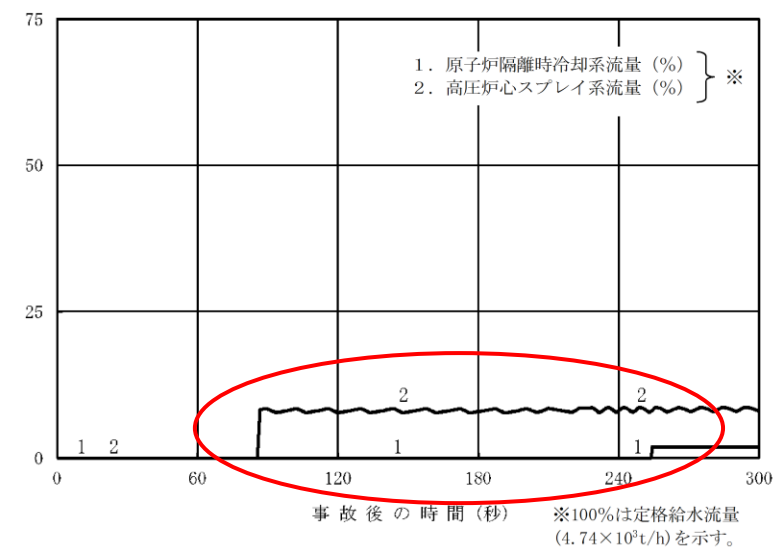


図3 原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心スプレイ系の流量の推移
(事象発生から300秒後まで)

・設備設計の相違
【柏崎6/7】
島根2号炉の原子炉隔離時冷却系は原子炉水位低(レベル2)で起動するが, 柏崎6/7の原子炉隔離時冷却系はドライウエル圧力高で起動している。

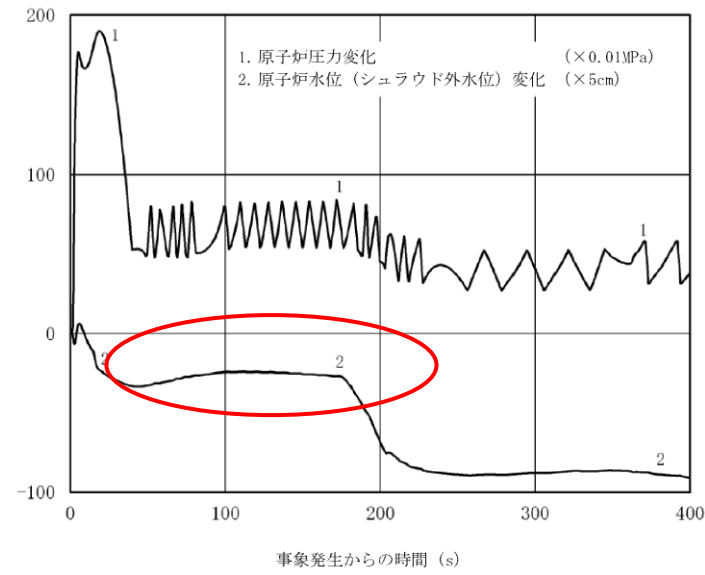


図5 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移
(事象発生から400秒後まで)

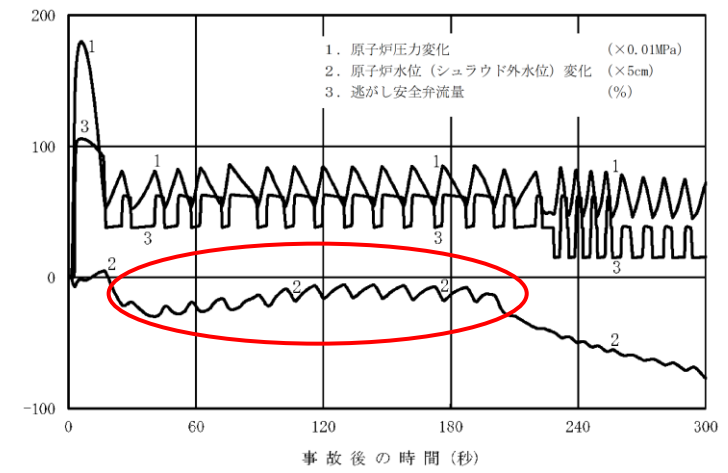


図4 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位), 逃がし安全
弁流量の推移
(事象発生から300秒後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
島根 2号炉の方が定
格給水流量に対する注
水流量が大きいため, 原
子炉水位が初期水位付
近まで回復している。

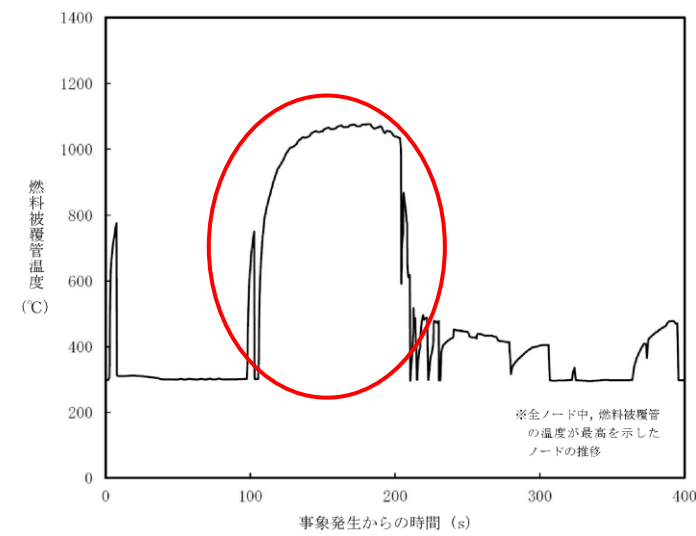


図6 燃料被覆管温度*の推移
(15ノード, 事象発生から400秒後まで)

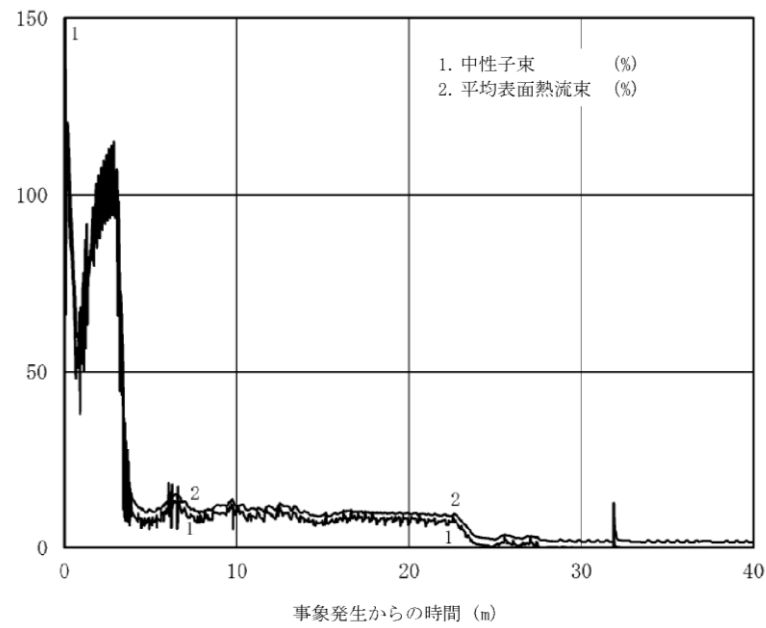


図7 中性子束, 平均表面熱流束の推移
(事象発生から40分後まで)

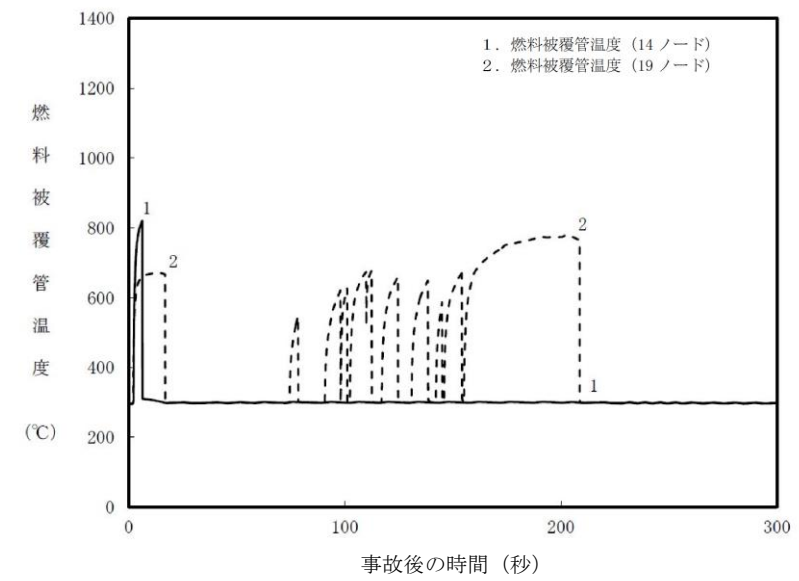


図5 燃料被覆管温度の推移
(14・19ノード, 事象発生から300秒後まで)

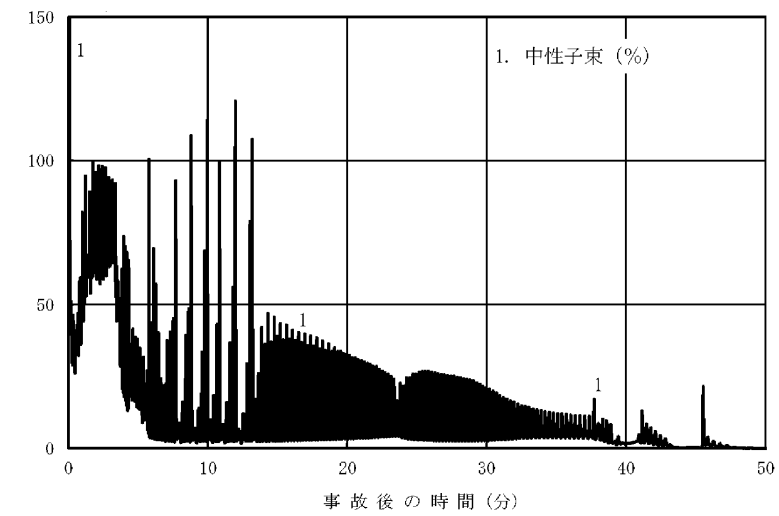


図6 中性子束の推移 (事象発生から50分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
ABWRとBWRの設備の相違により、柏崎6/7では事象初期以降も再循環ポンプ6台の運転が継続しているため、給水加熱喪失過程における出力上昇が大きく燃料被覆管温度が上昇している。

・設備設計の相違
【柏崎 6/7】
島根2号炉は定格蒸気流量に対するSRV容量が大きいこと及びMOX燃料を考慮しているため、SRV開閉による出力変化が大きい。

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】

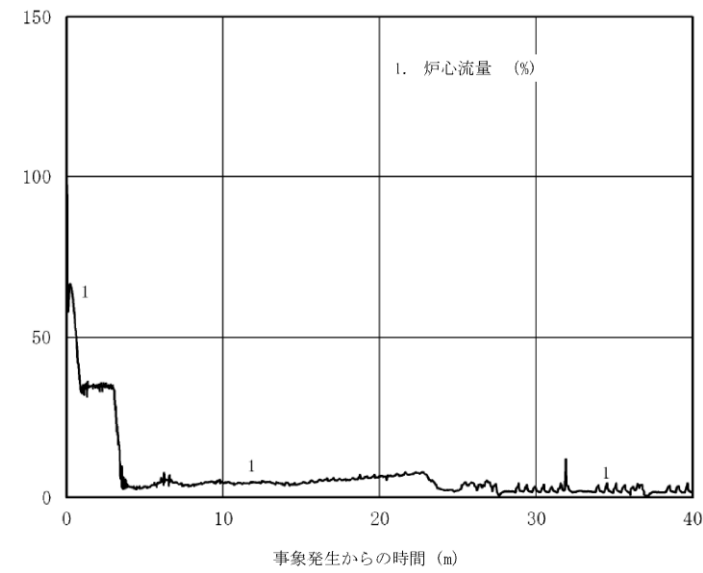


図8 炉心流量の推移 (事象発生から40分後まで)

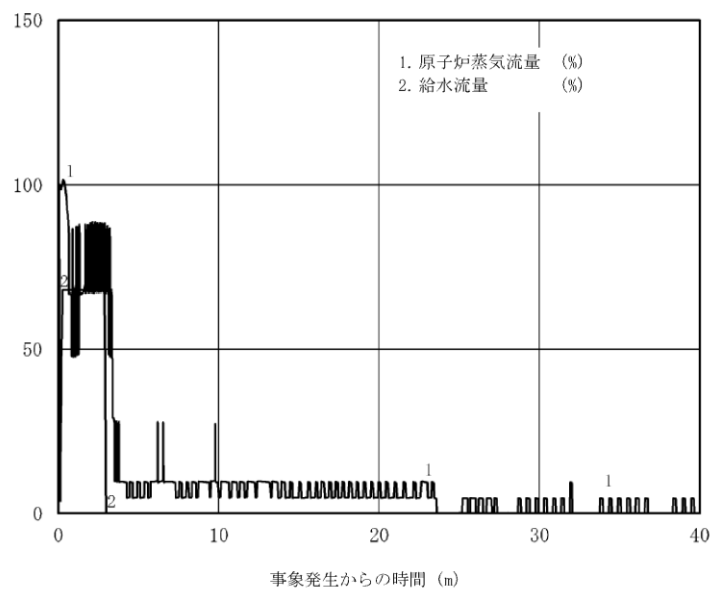


図9 原子炉蒸気流量, 給水流量の推移
(事象発生から40分後まで)

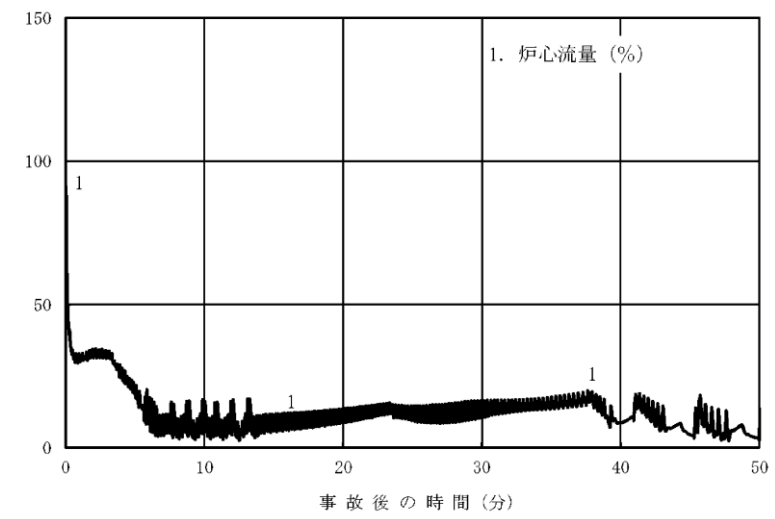


図7 炉心流量の推移 (事象発生から50分後まで)

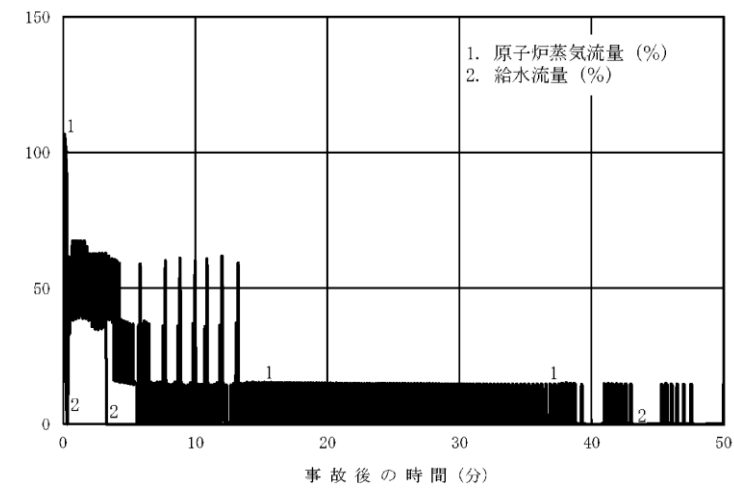


図8 原子炉蒸気流量, 給水流量の推移
(事象発生から50分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎6/7】

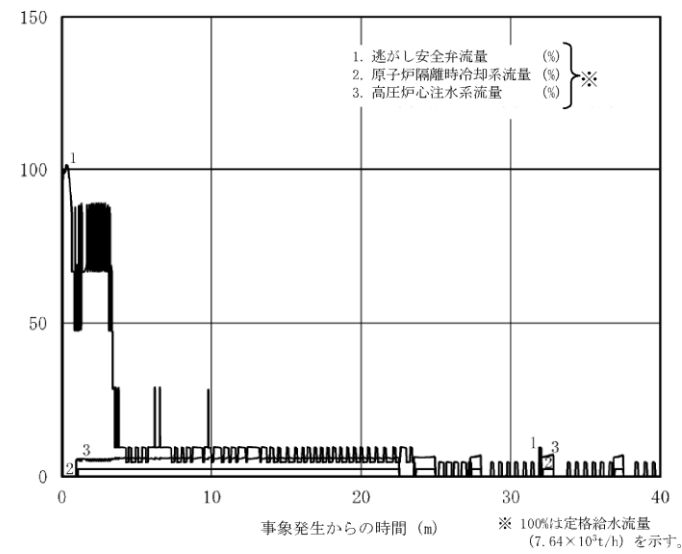


図10 逃がし安全弁, 原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心注水系の流量の推移 (事象発生から40分後まで)

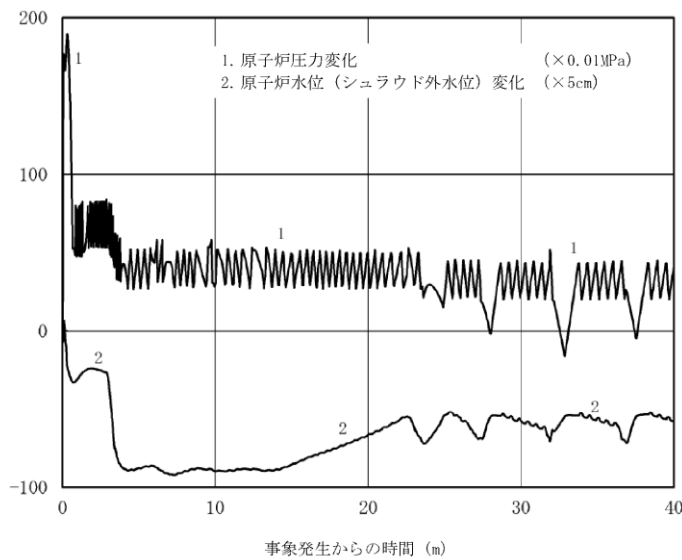


図11 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から40分後まで)

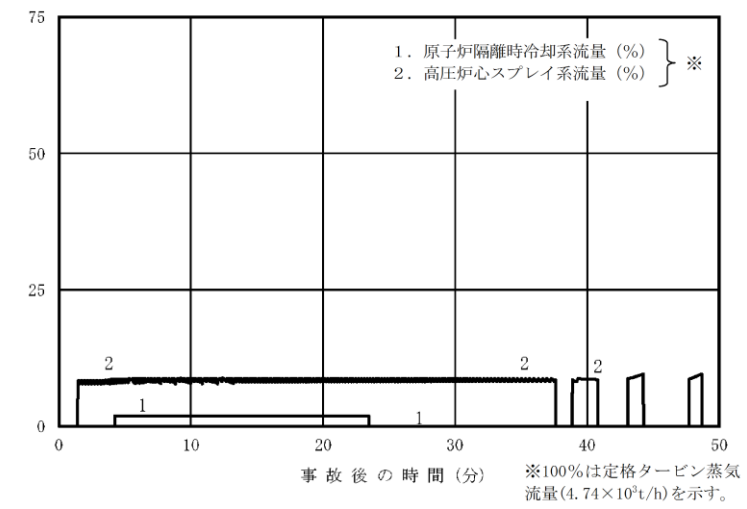


図9 原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (事象発生から50分後まで)

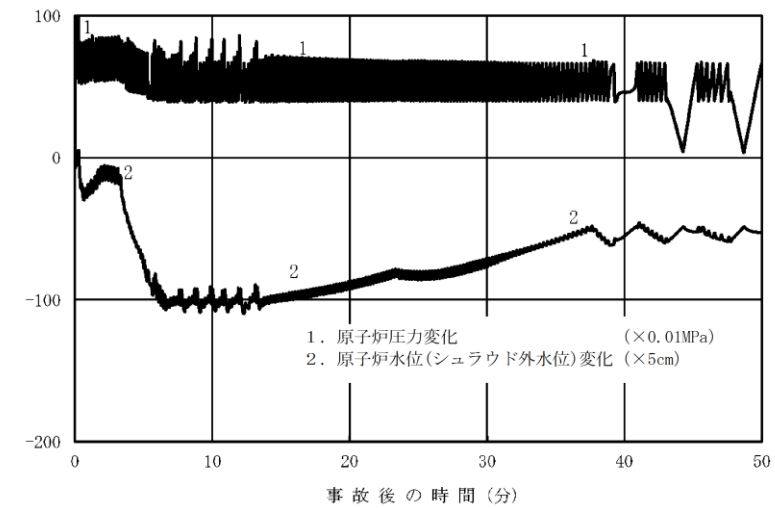


図10 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から50分後まで)

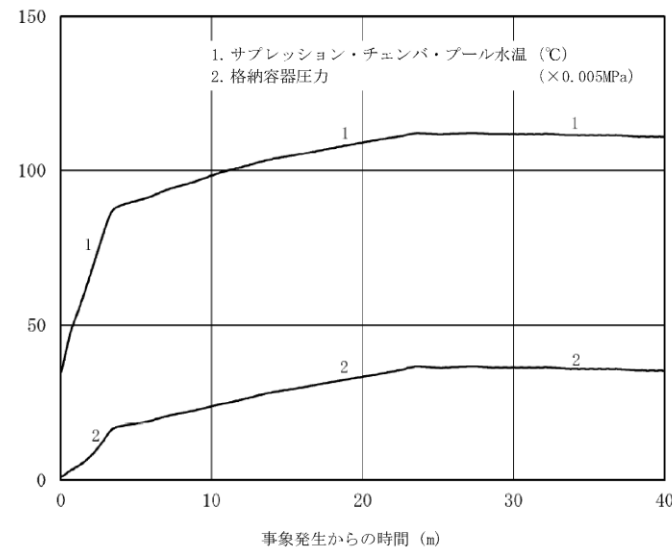


図12 サプレッション・チェンバ・プール水温，格納容器圧力の推移 (事象発生から40分後まで)

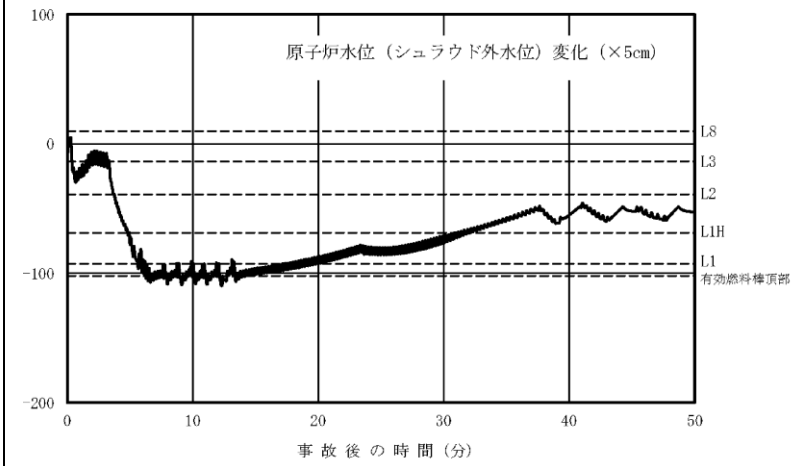


図11 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から50分後まで)

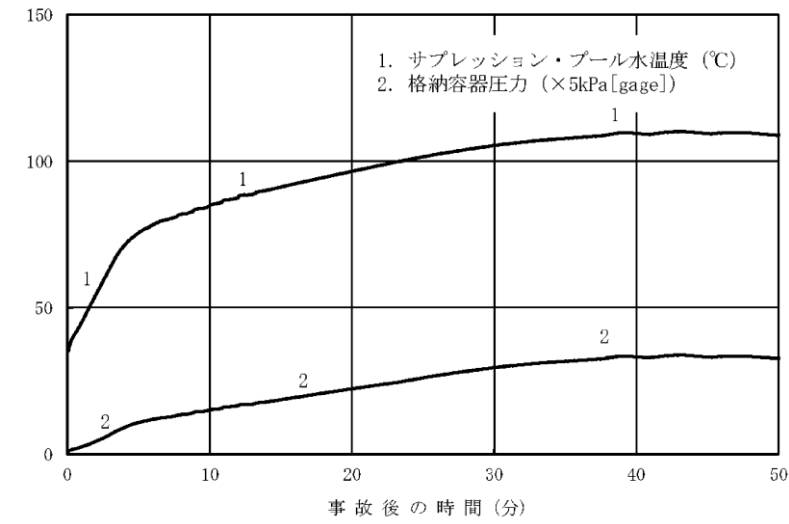


図12 サプレッション・プール水温度，格納容器圧力の推移 (事象発生から50分後まで)

・記載方針の相違
【柏崎 6/7】
 島根 2号炉は，原子炉水位変化の明示のため原子炉水位図を記載している。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																
資料なし	資料なし	<p style="text-align: right;">添付資料 2.5.9</p> <p style="text-align: center;"><u>残留熱除去系の起動操作遅れの影響について</u></p> <p>事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」以外では事象判断時間として10分を考慮しているが、「原子炉停止機能喪失」は原子炉スクラムに失敗する事象であり、原子炉スクラムの成否は事象発生後に速やかに行う確認であることから、本重要事故シーケンスでは事象判断時間は5分を想定し、ほう酸水注入系によるほう酸水注入は原子炉スクラムの失敗確認から10分、また残留熱除去系による原子炉格納容器除熱はサブプレッション・プール水温度高到達から10分までに操作を行うことを想定し、解析を行っている。</p> <p>ほう酸水注入系起動操作は、原子炉スクラムの失敗を確認した後、速やかに行う操作であり、上記10分はほう酸水注入系起動に対しては余裕時間を含めて設定しており、操作が遅れることは考えにくいことから、ここでは残留熱除去系の起動操作が遅れた場合の影響を評価した。</p> <p>感度解析では、原子炉スクラムの失敗確認から10分でほう酸水注入系を起動した後、残留熱除去系を起動することを想定し、サブプレッション・プール水温度高到達から15分で残留熱除去系を起動することを想定した。その他の評価条件は有効性評価と同じとした。</p> <p>評価結果を図1～図7に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。</p> <p>残留熱除去系起動遅れによりサブプレッション・プール水温、格納容器圧力の最大値はわずかに上昇するものの、影響は小さいことを確認した。</p> <p style="text-align: center;">表1 残留熱除去系の起動遅れを想定した感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="1736 1596 2499 1806"> <thead> <tr> <th>評価項目</th> <th>感度解析</th> <th>ベースケース</th> <th>評価項目</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる温度の最大値 (MPa[gage])</td> <td>約 8.68</td> <td>約 8.68</td> <td>10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍) 未満</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値 (kPa[gage])</td> <td>約 171</td> <td>約 167</td> <td>853kPa[gage] (格納容器限界圧力) 未満</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値 (サブプレッション・プール水温度 (°C))</td> <td>約 111</td> <td>約 110</td> <td>200°C (格納容器限界温度) 未満</td> </tr> </tbody> </table> <p style="font-size: small;">※残留熱除去系の起動遅れは長期の格納容器除熱に対して影響を及ぼすものであるため、燃料被覆管の最高温度、燃料被覆管の酸化量は有効性評価の解析結果と同じとなる。</p>	評価項目	感度解析	ベースケース	評価項目	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる温度の最大値 (MPa[gage])	約 8.68	約 8.68	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍) 未満	原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値 (kPa[gage])	約 171	約 167	853kPa[gage] (格納容器限界圧力) 未満	原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値 (サブプレッション・プール水温度 (°C))	約 111	約 110	200°C (格納容器限界温度) 未満	<p>・評価方針の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、残留熱除去系の起動操作が遅れた場合の影響を確認。</p>
評価項目	感度解析	ベースケース	評価項目																
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる温度の最大値 (MPa[gage])	約 8.68	約 8.68	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍) 未満																
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値 (kPa[gage])	約 171	約 167	853kPa[gage] (格納容器限界圧力) 未満																
原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値 (サブプレッション・プール水温度 (°C))	約 111	約 110	200°C (格納容器限界温度) 未満																

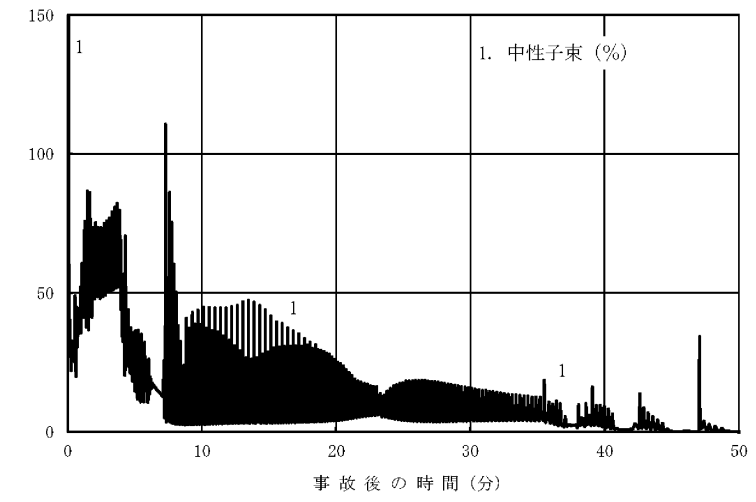


図1 中性子束の推移 (事象発生から 50 分後まで)

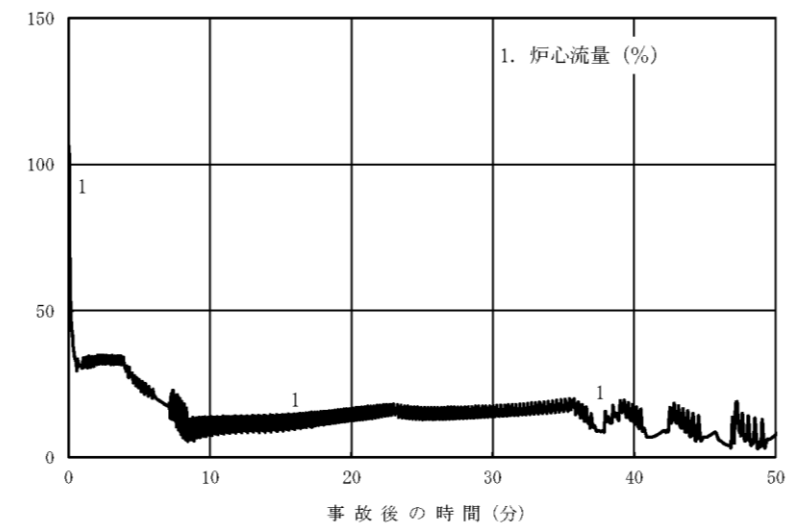


図2 炉心流量の推移 (事象発生から 50 分後まで)

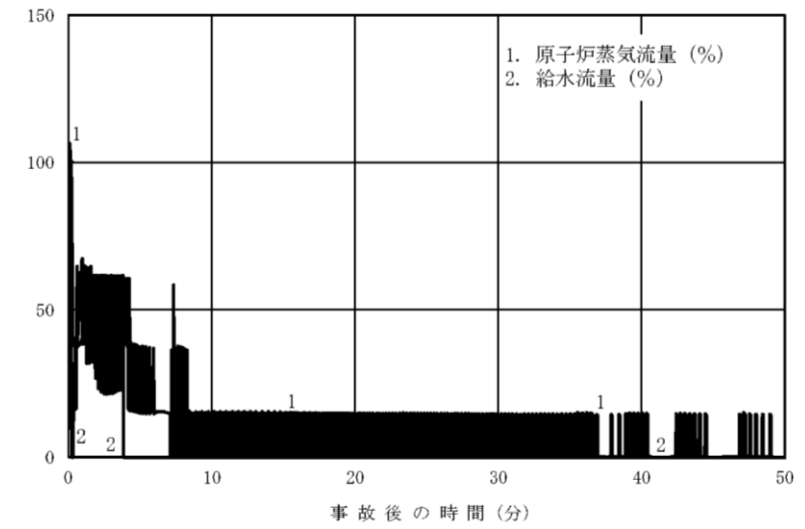


図3 原子炉蒸気流量，給水流量の推移
(事象発生から50分後まで)

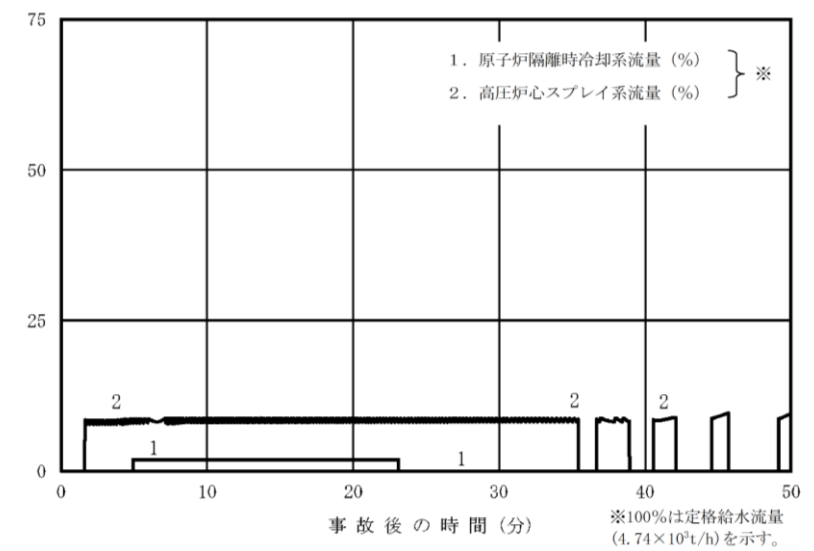


図4 原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移
(事象発生から50分後まで)

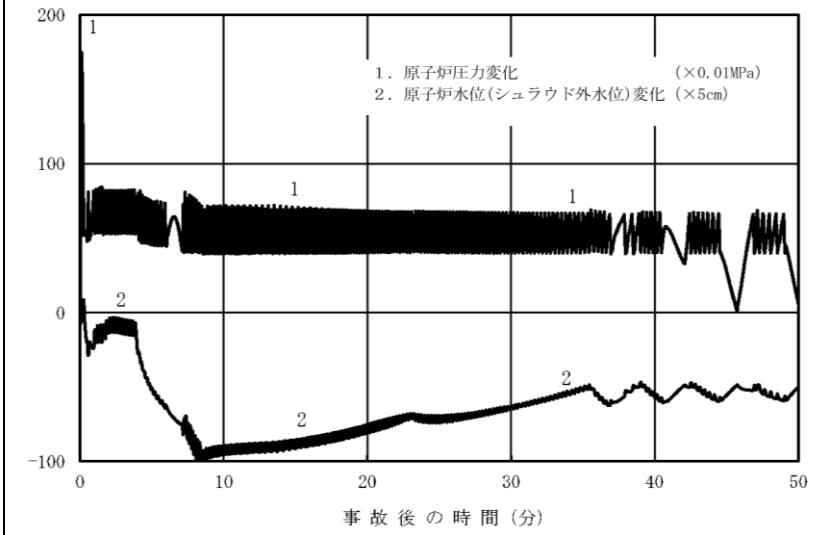


図5 原子炉圧力, 原子炉水位(シュラウド外水位)の推移
(事象発生から50分後まで)

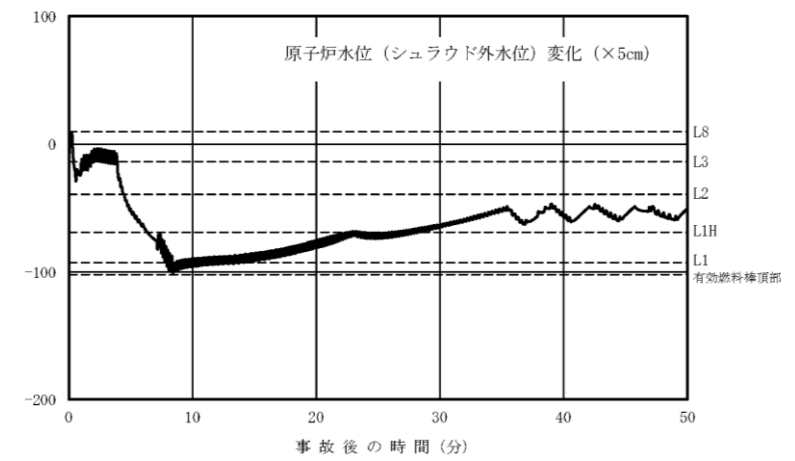
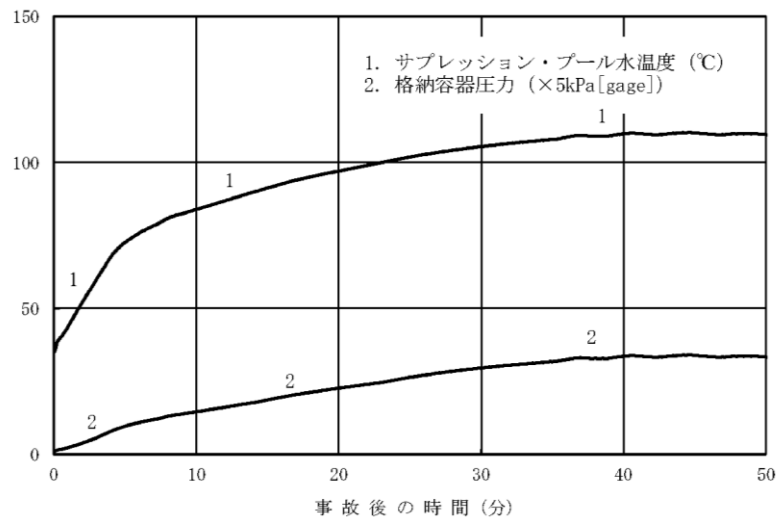


図6 原子炉水位(シュラウド外水位)の推移
(事象発生から50分後まで)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
		 <p>1. サプレッション・プール水温度 (°C) 2. 格納容器圧力 (×5kPa [gage])</p> <p>事故後の時間 (分)</p> <p>図7 サプレッション・プール水温度, 格納容器圧力の推移 (事象発生から 50 分後まで)</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料2.5.10</p> <p style="text-align: center;">SLC 起動を手動起動としていることについての整理</p> <p>1. <u>SLC 起動を自動化する場合と手動起動とする場合の効果の違いに関する整理</u></p> <p>原子炉停止機能喪失事象発生時の操作は、事故時運転操作手順書（徴候ベース）に規定されており、原子炉停止機能喪失事象の確認後にほう酸水注入系（以下「SLC」という。）起動、制御棒手動挿入及び原子炉水位低下操作により反応度を抑制する（同時に実行できない場合は上記の順番で操作する）。</p> <p>SLC については、有効性評価「原子炉停止機能喪失」においてその反応度抑制効果を確認しているが、図1 に示すとおり、その効果は約10 分程度の時間遅れを伴うゆっくりとしたものである。事象発生後、炉心流量が低下し、出力が数%まで低下し、比較的安定な状態になった頃に漸くその効果が確認されるものであり、事象初期の急激な出力変動に対応できるものではない。このことを踏まえると、仮に自動起動によって速やかに起動しても、運転員によって手動起動しても、事象初期の急激な出力変動に対応できるものではなく、その効果に大きな違いはない。また、手順書上は原子炉停止機能喪失事象への対応の中で最も優先度の高い操作と位置付けており、訓練においても事象発生から約3 分での操作実施を確認していることから、運転員の操作についても大きな遅れを伴うものではない。</p> <p>また、早く出力を抑制することにより、サプレッション・チェンバへの蒸気の流入量を低減し、サプレッション・チェンバの温度上昇を抑制する効果に期待できるが、SLC 起動操作に約10 分の操作遅れを見込んだ有効性評価においてもサプレッション・チェンバの最高温度は約113℃であり、限界温度までに十分な余裕がある。このことから、サプレッション・チェンバの温度上昇の抑制の観点でも、手動起動による多少の操作の時間遅れは問題とならない。</p> <p>これらのことからSLC については、手動起動とすることで仮に自動化した場合に比べて時間遅れが生じるとしても、その効果に大きな違いは表れず、手動起動であっても自動化した場合とほぼ同等の対応になっているものと整理できる。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.5.8</p> <p style="text-align: center;">ほう酸水注入系を手動起動としていることについての整理</p> <p>1. <u>ほう酸水注入系を手動起動としている意図について</u></p> <p>原子炉停止機能喪失時の操作は、「非常時運転手順書（徴候ベース）」に規定されており、原子炉停止機能喪失、自動減圧系等の起動阻止及びA T W S 緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）作動の確認後に①ほう酸水注入系（以下「SLC」という。）の起動操作、②原子炉水位の低下操作及び③制御棒の手動挿入操作の優先順位で反応度を抑制する。また、操作を同時に実施できない場合は上記の優先順位に従い実施することが規定されており、このうちSLC 起動操作は最優先で実施する操作である。SLC 起動操作は、訓練により事象発生から約3 分程度で起動操作が可能であることを確認しており、大きな操作遅れを伴うことはないと考えられる。</p> <p>SLC は炉心にほう酸水を注入することにより反応度を抑制する系統である。このため、起動時には炉水中の不純物をフィルタデミネライザにより除去する原子炉冷却材浄化系は自動で隔離される。仮にSLC 起動時に原子炉冷却材浄化系が自動隔離されない場合、フィルタデミネライザにより炉心部のほう酸が希釈され、反応度抑制に支障をきたすおそれがある。このため、運転手順において、SLC 起動時は原子炉冷却材浄化系の自動隔離を確認し、自動隔離に失敗している場合には手動隔離を実施することを重要操作としている。</p> <p>以上により、SLC の起動操作は関連する設備やパラメータの状態を認識しつつ確実に実施することが最適であると考え、運転員の判断による手動起動としている。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.5.10</p> <p style="text-align: center;">SLC 起動を手動起動としていることについての整理</p> <p>1. <u>ほう酸水注入系を手動起動としている意図について</u></p> <p>原子炉停止機能喪失時の操作は、「事故時操作要領書（徴候ベース）」に規定されており、原子炉停止機能喪失、自動減圧系等の起動阻止及び代替原子炉再循環ポンプトリップ機能作動の確認後に①ほう酸水注入系（以下「SLC」という。）の起動操作、②原子炉水位の低下操作及び③制御棒の手動挿入操作の優先順位で反応度を抑制する。また、操作を同時に実施できない場合は上記の優先順位に従い実施することが規定されており、このうちSLC 起動操作は最優先で実施する操作である。SLC 起動操作は、訓練により事象発生から3分程度で起動操作が可能であることを確認しており、大きな操作遅れを伴うことはないと考えられる。</p> <p>SLC は炉心にほう酸水を注入することにより反応度を抑制する系統である。このため、起動時には炉水中の不純物をろ過脱塩装置により除去する原子炉浄化系は自動で隔離される。仮にSLC 起動時に原子炉浄化系が自動隔離されない場合、ろ過脱塩装置により炉心部のほう酸が希釈され、反応度抑制に支障をきたすおそれがある。このため、運転手順において、SLC 起動時は原子炉浄化系の自動隔離を確認し、自動隔離に失敗している場合には手動隔離を実施することを重要操作としている。</p> <p>以上により、SLC の起動操作は関連する設備やパラメータの状態を認識しつつ確実に実施することが最適であると考え、運転員の判断による手動起動としている。</p>	

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2. SLC の起動を自動化した場合に対する懸念</p> <p>SLC を手動起動させると、原子炉冷却材浄化系は自動隔離される。これは原子炉冷却材浄化系が運転していると同系統のフィルタ・デミネライザがほう酸を除去してしまい、反応度抑制に支障をきたすためである。この点を現行手順では、SLC 手動起動をトリガーとして直ちに原子炉冷却材浄化系の停止を確認するという、一連の操作・確認手順としている。SLC を自動起動させる場合には、起動を知らせる警報などが原子炉冷却材浄化系隔離確認のトリガーとなると考えられるが、原子炉停止機能喪失事象発生時の慌ただし状況下で、万一SLC 自動起動の警報に気づかず、これに原子炉冷却材浄化系の自動隔離失敗が重畳した場合、ほう酸が除去されてしまい、反応度抑制に支障をきたすおそれが生じる。</p> <p>また、SLC が自動起動した時点で何らかの理由により原子炉水位が原子炉水位高(レベル8)を超えているような場合には、注入したほう酸水が逃がし安全弁を通じてサプレッション・チェンバに排出されてしまい反応度抑制に支障をきたすおそれが生じる。</p> <p>以上のとおり、SLC の起動は関連する設備やパラメータの状態を認識しながら実施する必要性が高いと考えており、運転員の判断で実施する操作としておくことが望ましいと考える。</p> <p>【参考】SLC 自動起動に関する海外の状況</p> <p>SLC の自動起動は米国の一部のプラントにおいて採用されている。米国ABWR のDesign Control Document によると、以下の条件での自動起動インターロックが設定されている。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・「原子炉圧力高」+「SRNM (起動領域中性子モニタ) がダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND 条件成立から3分 ・「原子炉水位低(レベル2)」+「SRNM がダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND 条件成立から3分 ・「手動ARI/FMCRD run-in 信号」+「SRNM がダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND 条件成立から3分 <p>上記のとおり、SLC の自動起動には3分の運転員の確認時間が含まれており、運転員による確認に期待したインターロック</p>	<p>2. S L C 自動起動により期待される効果について</p> <p>S L C による反応度抑制効果は第1図に示すとおり、30分程度の時間遅れを伴う非常に緩やかなものであり、事象初期の急激な出力変動に対応できるものではない。このことを踏まえると、仮に自動起動とした場合でも、手動起動の場合とでその効果に大きな違いは無いと考えられる。</p> <p>また、S L C を自動起動とすることで、原子炉出力の低下が早まり、サプレッション・プールへの蒸気の流入量が低減し、サプレッション・プール水温度の上昇が抑制されることが考えられるが、第2図に示すとおり有効性評価におけるサプレッション・プール水温度の最高値は115℃であり、ほう酸水の炉心部への注入が開始される事象発生9.5分後の水温上昇率は2℃/分程度であることから、仮にS L C 起動操作が10分程度遅れた場合でも評価項目である200℃に対して十分な余裕があり、手動起動による多少の操作の時間遅れは問題とならない。</p> <p>以上により、S L C については、自動起動とした場合でも、その効果に大きな違いは表れず、手動起動であっても自動起動とした場合とほぼ同等の効果が得られるものと考えられる。</p> <p>3. 【参考】S L C 自動起動に関する海外の状況</p> <p>S L C の自動起動は米国の一部のプラントにおいて採用されている。米国ABWRのDesign Control Documentによると、以下の条件での自動起動インターロックが設定されている。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・「原子炉圧力高」+「SRNM がダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND条件成立から3分 ・「原子炉水位低(レベル2)」+「SRNMがダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND条件成立から3分 ・「手動ARI/FMCRD run-in信号」+「SRNMがダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND条件成立から3分 <p>上記のとおり、S L C の自動起動には3分の運転員の確認時間が含まれており、運転員による確認に期待したインターロ</p>	<p>2. S L C 自動起動により期待される効果について</p> <p>S L C による反応度抑制効果は図1に示すとおり、約20分程度の時間遅れを伴う非常に緩やかなものであり、事象初期の急激な出力変動に対応できるものではない。このことを踏まえると、仮に自動起動とした場合でも、手動起動の場合とでその効果に大きな違いは無いと考えられる。</p> <p>また、S L C を自動起動とすることで、原子炉出力の低下が早まり、サプレッション・プールへの蒸気の流入量が低減し、サプレッション・プール水温度の上昇が抑制されることが考えられるが、図2に示すとおりS L C 起動操作に約10分の操作遅れを見込んだ有効性評価においてもサプレッション・プール水温度の最高値は約110℃であり、評価項目である200℃に対して十分な余裕があり、手動起動による多少の操作の時間遅れは問題とならない。</p> <p>以上により、S L C については、自動起動とした場合でも、その効果に大きな違いは表れず、手動起動であっても自動起動とした場合とほぼ同等の効果が得られるものと考えられる。</p> <p>3. 【参考】S L C 自動起動に関する海外の状況</p> <p>S L C の自動起動は米国の一部のプラントにおいて採用されている。米国ABWRのDesign Control Documentによると、以下の条件での自動起動インターロックが設定されている。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・「原子炉圧力高」+「SRNMがダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND条件成立から3分 ・「原子炉水位低(レベル2)」+「SRNMがダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND条件成立から3分 ・「手動ARI/FMCRD run-in信号」+「SRNMがダウンスケール設定値を下回っていないこと」のAND条件成立から3分 <p>上記のとおり、S L C の自動起動には3分の運転員の確認時間が含まれており、運転員による確認に期待したインターロ</p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>であることを考慮すると、運転員の対応としては手動起動と大きな違いはないものとする。なお、米国においてもSLCの自動起動を採用しているのは一部のプラントに留まっている。</p> <p>3. 結論</p> <p><u>1. のとおり、SLC については、手動起動の場合と自動化した場合の効果に大きな違いが表れないこと及び2. のとおり、自動化に際しての懸念も残るため、現状は手動起動としている。</u></p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>ックであることを考慮すると、運転員の対応としては手動起動と大きな違いはないものとする。なお、米国においてもSLCの自動起動を採用しているのは一部のプラントに留まっている。</p> <p>4. 結論</p> <p>SLCの起動操作は、関連する設備やパラメータの状態を認識しつつ確実に実施することが最適であると考えられ、また、手動起動の場合でも自動起動と同等の効果が得られると考えられることから、現状は手動起動としている。</p>	<p>クであることを考慮すると、運転員の対応としては手動起動と大きな違いは無いものとする。なお、米国においてもSLCの自動起動を採用しているのは一部のプラントに留まっている。</p> <p>4. 結論</p> <p>SLCの起動操作は、関連する設備やパラメータの状態を認識しつつ確実に実施することが最適であると考えられ、また、手動起動の場合でも自動起動と同等の効果が得られることから、現状は手動起動としている。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	

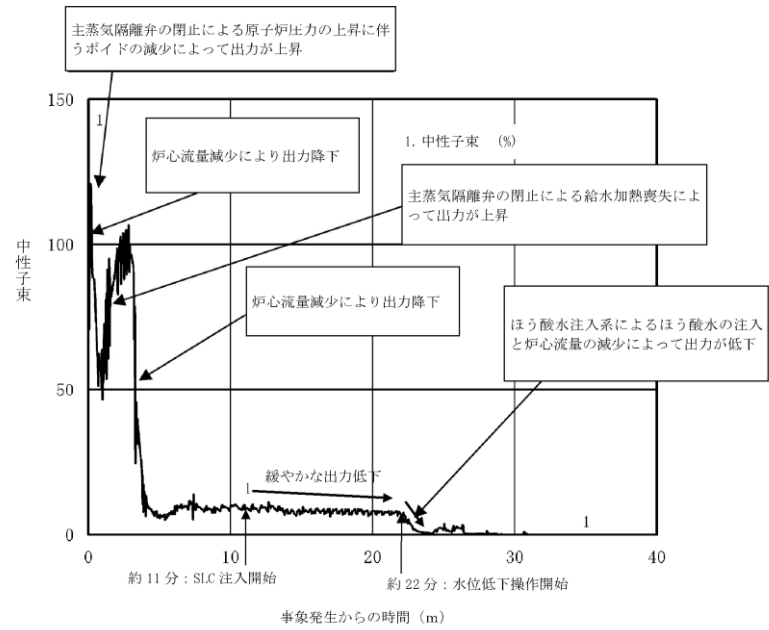
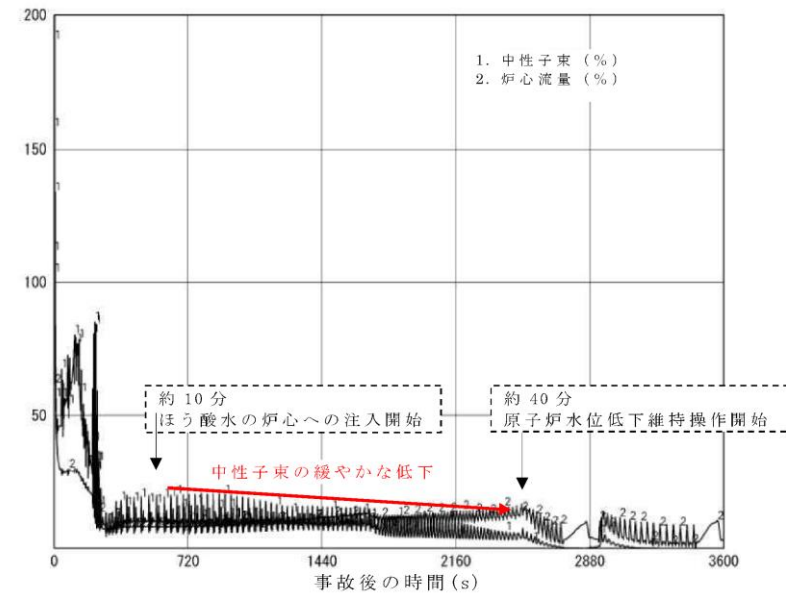
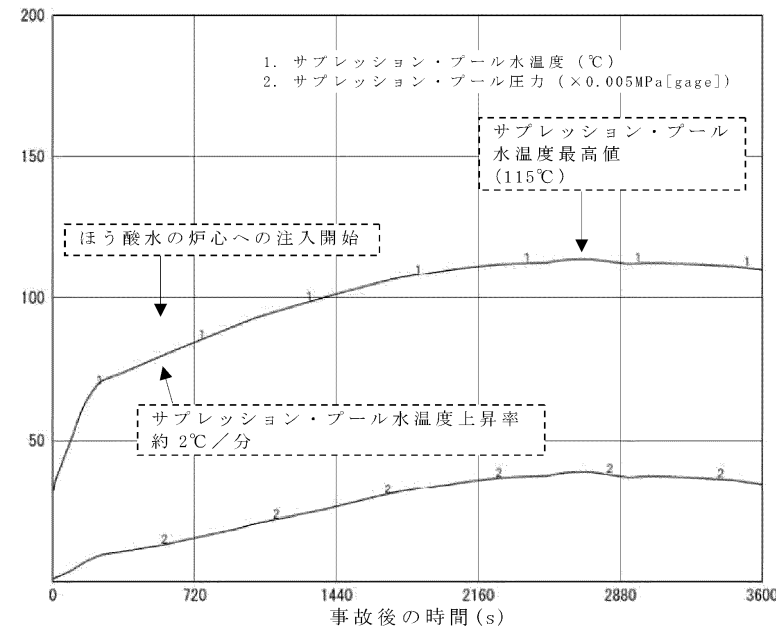


図1 原子炉停止機能喪失事象発生時のSLC及び水位低下操作による反応度抑制



第1図 SLCによる原子炉出力の抑制効果



第2図 SLCによるサプレッション・プール水温度の抑制効果

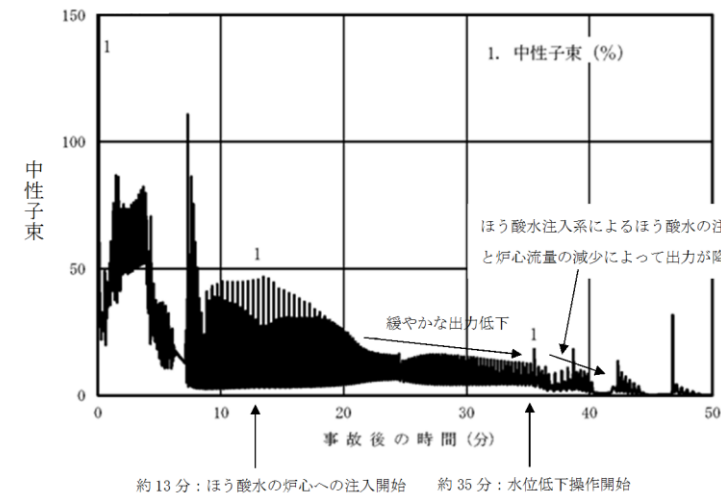


図1 SLCによる原子炉出力の抑制効果

図1 SLCによる原子炉出力の抑制効果

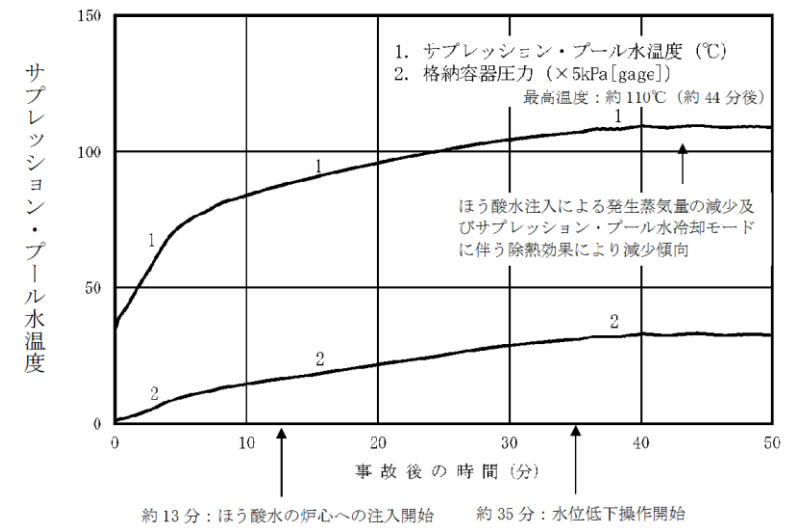


図2 SLCによるサプレッション・プール水温度の抑制効果

備考
・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料2.5.7</p> <p style="text-align: center;">原子炉注水に使用する水源とその水温の影響</p> <p>1. はじめに 今回の評価では、<u>事象発生から約24秒後に高圧炉心注水系の水源がサブプレッション・チェンバ・プール水位の上昇によって、約34秒後に原子炉隔離時冷却系の水源がサブプレッション・チェンバ・プール水位の上昇及びドライウェル圧力高信号(13.7kPa[gage])によって、復水貯蔵槽からサブプレッション・チェンバに自動で切り替わる。高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による注水開始は事象発生から約1分程度経過した時点であるため、高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源をサブプレッション・チェンバとして評価している。</u> 一方、今回の評価では期待していないが、一旦自動で復水貯蔵槽からサブプレッション・チェンバに切り替わった高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源は、中央制御室における運転員の操作によって復水貯蔵槽に戻すことができる。<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温は逃がし安全弁を介した原子炉圧力容器からの蒸気流入により上昇していくが、復水貯蔵槽の水温は常温程度であるため、反応度印加の観点では水源を復水貯蔵槽とする場合の方が厳しい。</u> このため、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水位高到達から10分後に中央制御室における運転員の操作によって、高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源をサブプレッション・チェンバから復水貯蔵槽に切り替える場合を想定した場合について評価し、復水貯蔵槽の水温が各パラメータの挙動に与える影響を確認した。</u></p> <p>2. 評価条件 今回の申請において示した解析ケース(以下「ベースケース」という。)の評価条件に対して、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水位高から600秒後に、サブプレッション・チェンバから復水貯蔵槽へ水源を切り替える操作を追加した以外は、ベースケースにおける評価条件と同等である。</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.5.6</p> <p style="text-align: center;">原子炉への注水に使用する水源とその水温の影響</p> <p>1. はじめに 今回の有効性評価では、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源はサブプレッション・チェンバとしている。 一方、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源としては、復水貯蔵タンクに切り替えることも可能であり、復水貯蔵タンクの水温はサブプレッション・プール水温度と比較して低いことから、反応度の観点では厳しい条件となる。 このため、原子炉注水に用いる水源温度の影響を確認するため、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクとし、かつ水温を復水貯蔵タンク水温低警報設定点である10℃とした場合の感度解析を実施し、事象進展に与える影響を確認した。</p> <p>2. 評価条件 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクとし、復水貯蔵タンクの水温を10℃とする。その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.5.11</p> <p style="text-align: center;">原子炉注水に使用する水源とその水温の影響</p> <p>1. はじめに 今回の有効性評価では、<u>高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源はサブプレッション・プールとしている。</u> 一方、<u>高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源としては、復水貯蔵タンクに切り替えることも可能であり、復水貯蔵タンクの水温はサブプレッション・プール水温度と比較して低いことから、反応度の観点では厳しい条件となる。</u> このため、<u>原子炉注水に用いる水源温度の影響を確認するため、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクとし、水温を仮に10℃とした場合の感度解析を実施し、事象進展に与える影響を確認した。</u></p> <p>2. 評価条件 <u>高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンクとし、復水貯蔵タンクの水温を10℃とする。その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。</u></p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、注水系の水源をS/Pのみとしているが、柏崎 6/7は復水貯蔵槽も使用している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 解析条件の相違から記載は相違しているものの、復水貯蔵タンクが使用できる場合に水温が低くなり厳しい条件になることを記載しており内容は同等である。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、水源切替なしのため、水源温度の感度解析の実施のみを記載している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 柏崎 6/7 は水源切替の条件を記載している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>3. 評価結果</p> <p>評価結果を図1から図6に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。</p> <p><u>サブプレッション・チェンバ・プール水位高から600秒後（事象発生から約624秒）で高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源をサブプレッション・チェンバから復水貯蔵槽に切り替えると、炉心に注入する水の温度が低くなるため、ベースケースに比べて炉心入口のサブクール度が高くなり、出力が高めに推移する。</u></p> <p>ベースケースに比べて出力が高めに推移するため、<u>サブプレッション・チェンバへの蒸気の流入量が多くなるが、サブプレッション・チェンバのプール水を水源として使用しないため、サブプレッション・チェンバの水量が多く維持される。</u>このため、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水温の上昇が抑制されたもの</u>と考えるが、ベースケースの場合との差は僅かである。</p> <p>なお、燃料被覆管の温度は、<u>サブプレッション・チェンバから復水貯蔵槽へ水源を切り替える操作の前に燃料被覆管の最高温度に到達するため、ベースケースと変わらない。</u>燃料被覆管の酸化量についても同様である。<u>また、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力も、水源を切り替える操作の前に最大値に達するため、ベースケースと変わらない。</u></p> <p>4. まとめ</p> <p><u>サブプレッション・チェンバ・プール水位高から600秒後に、サブプレッション・チェンバから復水貯蔵槽へ水源を切り替える操作を追加した場合について評価した結果、評価項目となるパラメータの最大値はベースケースとほぼ同じであり、評価項目を満足することを確認した。</u></p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>3. 評価結果</p> <p>評価結果を第1図から第7図に示す。また、評価結果のまとめを第1表に示す。炉心に注入する水の温度が低くなるため、ベースケースに比べて炉心入口のサブクールが高くなり、出力が高めに推移する。</p> <p>ベースケースに比べて出力が高めに推移するため、サブプレッション・プールへの蒸気の流入量が多くなるが、外部水源である復水貯蔵タンクによる注水を実施することから、サブプレッション・プール水量が大きくなる。このため、サブプレッション・プール水温の上昇は抑制されるものと考え、ベースケースの場合との差は僅かである。</p> <p>4. まとめ</p> <p>原子炉注水に用いる水源温度の影響を確認するため、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンク、水温を10℃とした場合について評価した結果、評価項目となるパラメータの最高値はベースケースとほぼ同じであり、評価項目を満足することを確認した。</p>	<p>3. 評価結果</p> <p>評価結果を図1から図8に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。</p> <p>炉心に注水する水の温度が低くなるため、ベースケースに比べて炉心入口のサブクール度が高くなり、出力が高めに推移する。</p> <p>ベースケースに比べて出力が高めに推移するため、サブプレッション・プールへの蒸気の流入量が多くなるが、外部水源である復水貯蔵タンクによる注水を実施することから、サブプレッション・プール水量が大きくなる。このため、サブプレッション・プール水温の上昇は抑制されるものと考え、ベースケースの場合との差は僅かである。</p> <p>なお、燃料被覆管の温度は、<u>高圧炉心スプレイ系および原子炉隔離時冷却系の注水に限らず、事象初期に燃料被覆管の最高温度に到達するため、ベースケースと変わらない。</u>燃料被覆管の酸化量についても同様である。</p> <p>4. まとめ</p> <p><u>原子炉注水に用いる水源温度の影響を確認するため、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源を復水貯蔵タンク、水温を10℃とした場合について評価した結果、評価項目となるパラメータの最高値はベースケースとほぼ同じであり、評価項目を満足することを確認した。</u></p>	<p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 柏崎 6/7 は水源切替時間を記載している。</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 島根 2号炉、柏崎 6/7 は燃料被覆管の温度及び酸化量について記載している。</p> <p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】</p>

表 1 水源切り替え操作の有無による評価項目への影響

項目	感度解析 (水源切り替え 操作有)	ベースケース (水源切り替え 操作無)	評価項目
燃料被覆管の最高温度 (°C)	—*	約 1060	1200°C以下
燃料被覆管の酸化量	—*	2%以下	酸化反応が著しくなる前の 燃料被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリ にかかる圧力 (MPa[gage])	—*	約 9.08	10.34MPa[gage] (最高使用 圧力の1.2倍)を下回る
原子炉格納容器バウンダリに かかる圧力 (MPa[gage])	約0.19	約0.19	0.62MPa[gage] (限界圧力)を下回る
原子炉格納容器バウンダリの 温度 (サブプレッション・チェ ンバ・プール水温 (°C))	約112	約113	200°C (限界温度)を下回る

* 水源切り替え操作前に最大値を示すパラメータであることから、評価を省略した。

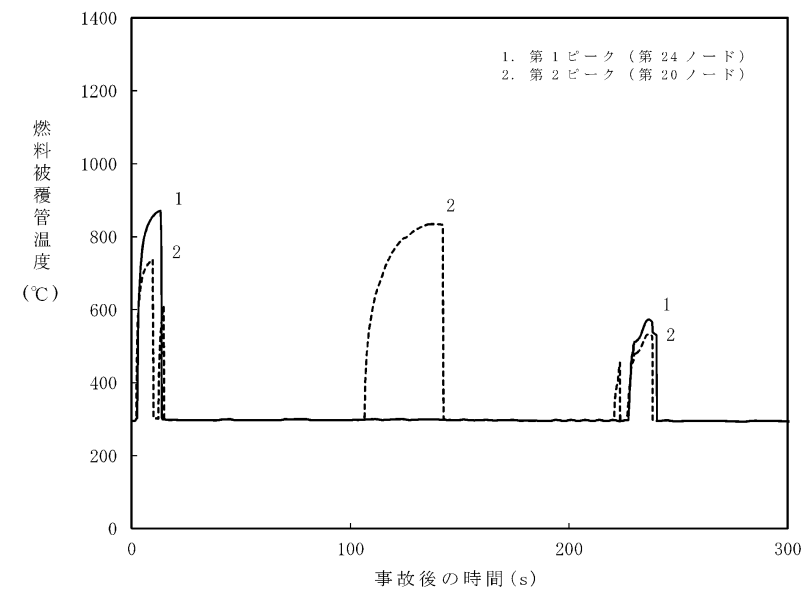
第 1 表 水源及び水温の差異による評価項目への影響

評価項目	感度解析 (復水貯蔵タンク 水温 10°C)	ベースケース (サブプレッション・ プール)	評価項目
燃料被覆管最高温度	約 872°C	約 872°C	1,200°C以下
燃料被覆管の酸化量	1%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の 被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材バウン ダリにかかる圧力	約 8.42MPa[gage]	約 8.42MPa[gage]	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の 1.2 倍) を下回る
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約 0.18MPa[gage]	約 0.20MPa[gage]	0.62MPa[gage]を下回る
格納容器バウンダリ の温度	約 110°C	約 115°C	200°Cを下回る

表 1 水温の差異による評価項目への影響

評価項目	感度解析 (水温 10°C)	ベースケース (初期水温 35°C)	評価項目
燃料被覆管最高温度 (°C)	約 818	約 818	1,200°C以下
燃料被覆管の酸化量 (%)	1%以下	1%以下	15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリに かかる圧力の最大値 (MPa[gage])	約 8.91	約 8.91	10.34MPa[gage] (最 高使用圧力の 1.2 倍)未満
原子炉格納容器バウンダリ にかかる圧力の最大値 (kPa[gage])	約 161	約 167	853kPa[gage] (格納 容器限界圧力)未満
原子炉格納容器バウンダリ にかかる温度の最大値 (サブプレッション・プール水温) (°C)	約 108	約 110	200°C (格納容器限界 温度)未満

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



第1図 燃料被覆管温度 (燃料被覆管最高温度発生位置) の推移 (短期)

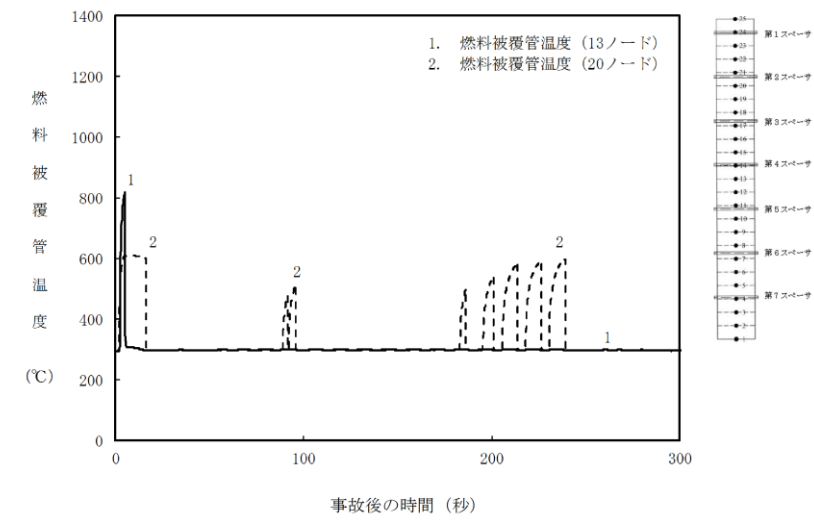
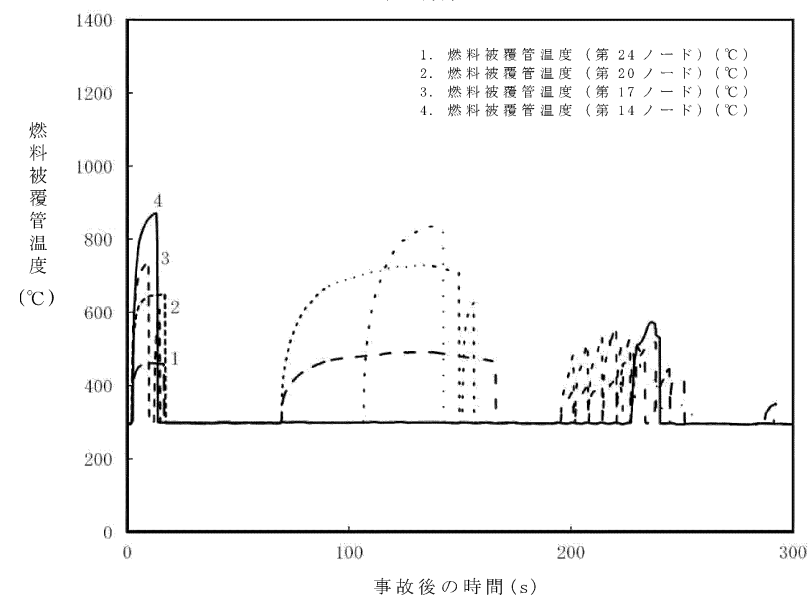


図1 燃料被覆管温度 (燃料被覆管最高温度位置) の推移 (事象発生から300秒後まで)



第2図 燃料被覆管温度 (沸騰遷移発生位置) の推移 (短期)

・解析結果の相違
【東海第二】

・記載方針の相違
【東海第二】
燃料被覆管最高温度位置以外のノードでの温度推移については、図1に示している。

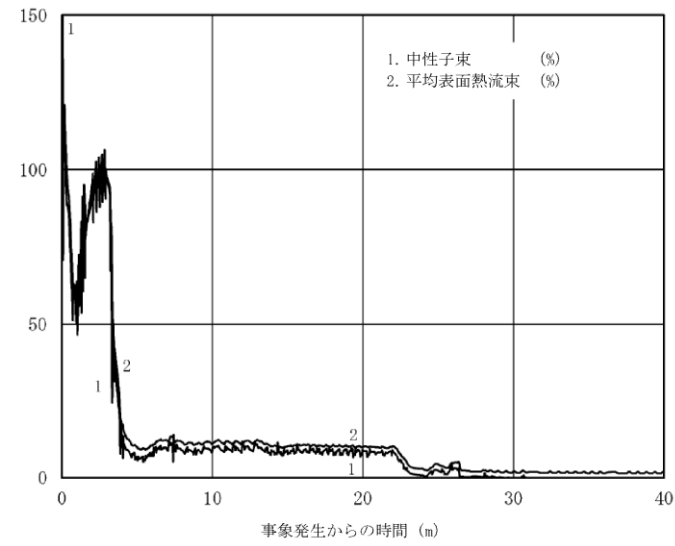
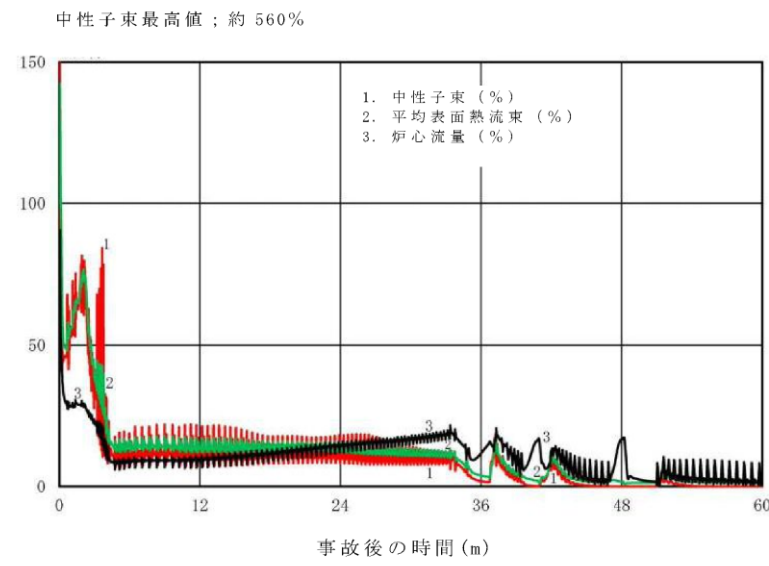


図1 中性子束, 平均表面熱流束の推移
(事象発生から40分後まで)



第3図 中性子束, 平均表面熱流束及び炉心流量の推移(長期)

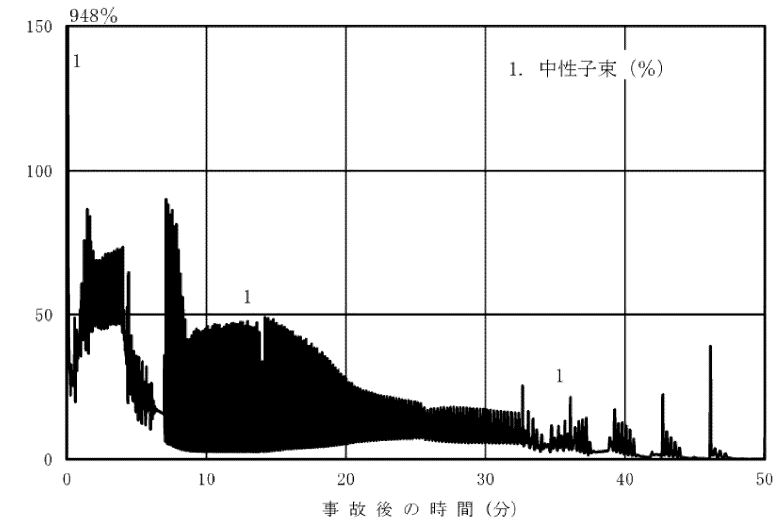


図2 中性子束の推移(事象発生から50分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
・記載方針の相違
【東海第二】
島根2号炉は, 炉心流量の推移を図3に記載。

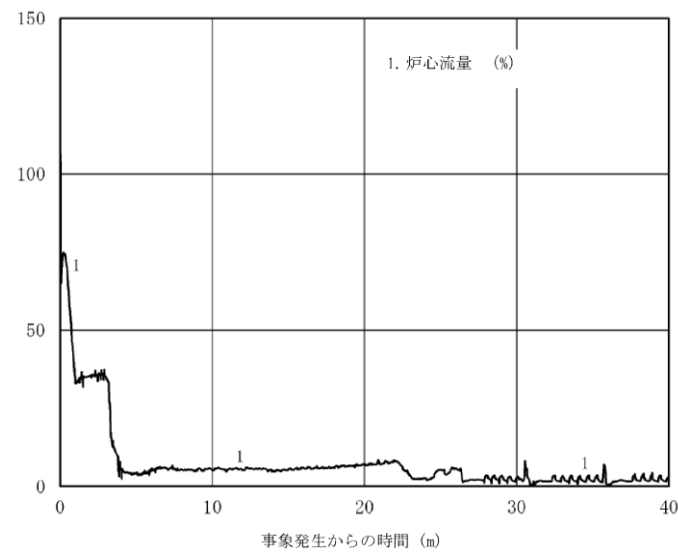


図2 炉心流量の推移 (事象発生から40分後まで)

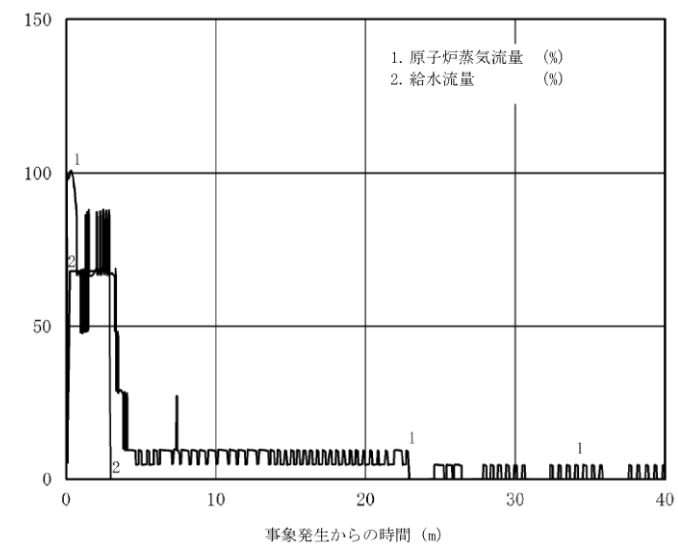
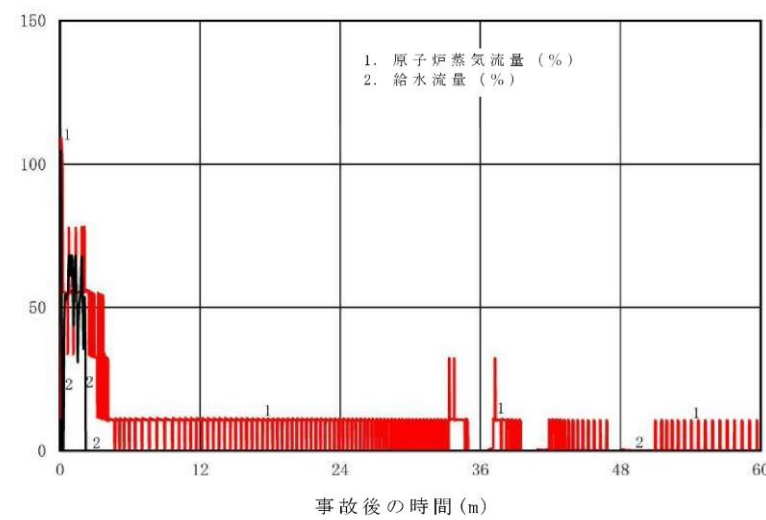


図3 原子炉蒸気流量、給水流量の推移 (事象発生から40分後まで)



第4図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (長期)

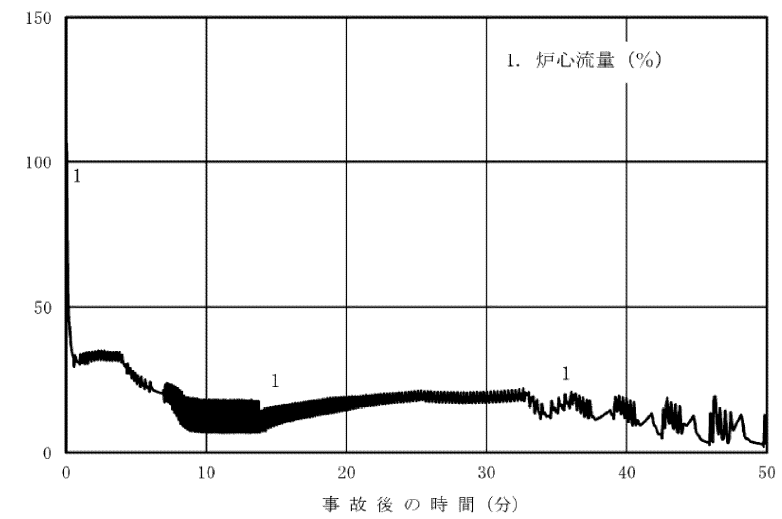


図3 炉心流量の推移 (事象発生から50分後まで)

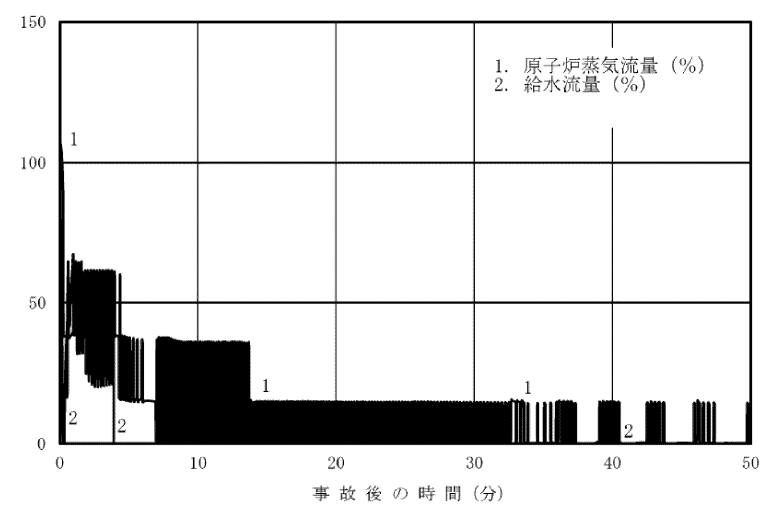


図4 原子炉蒸気流量、給水流量の推移 (事象発生から50分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎6/7】

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

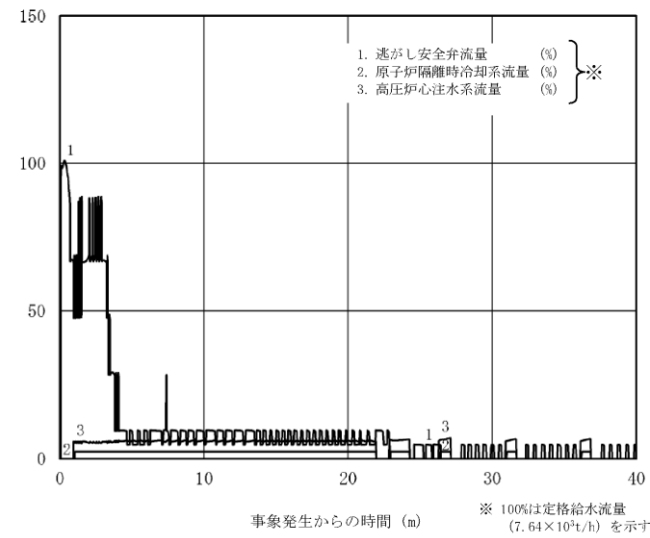


図4 逃がし安全弁, 原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心注水系の流量の推移 (事象発生から40分後まで)

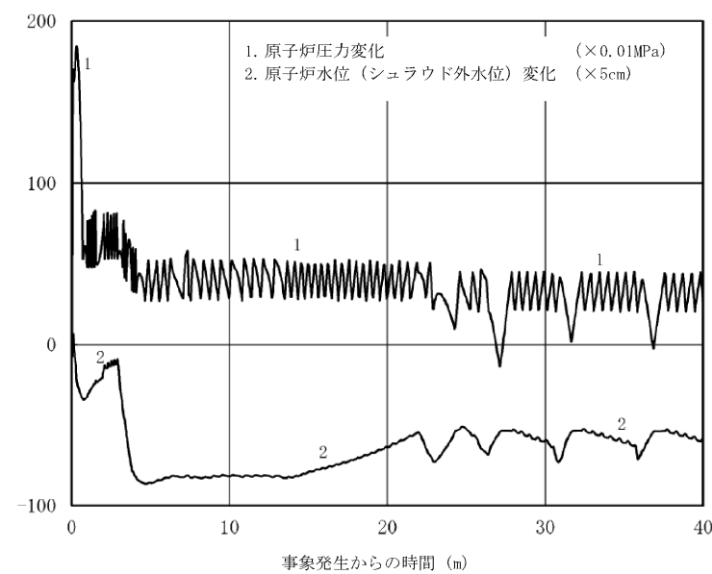
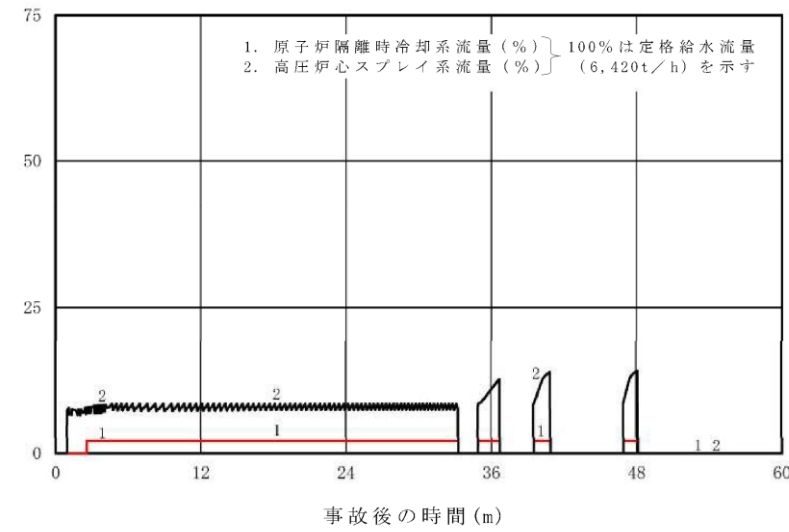
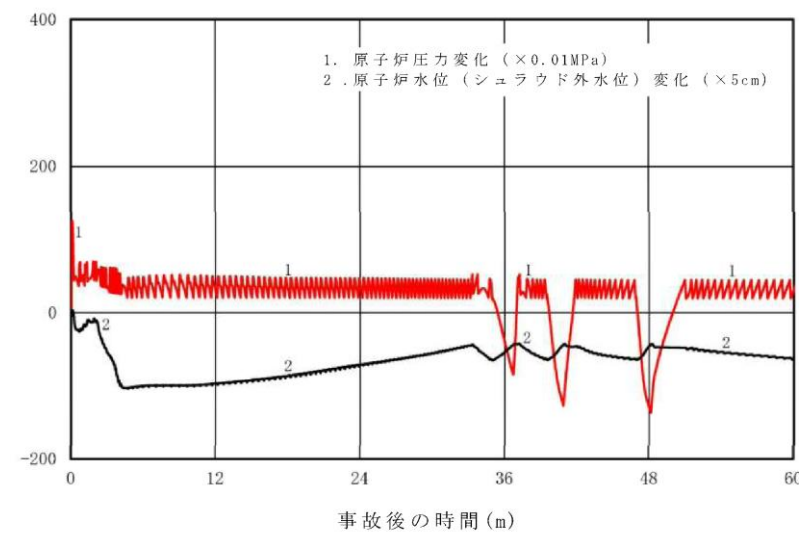


図5 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から40分後まで)



第5図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (長期)



第6図 原子炉圧力及び原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (長期)

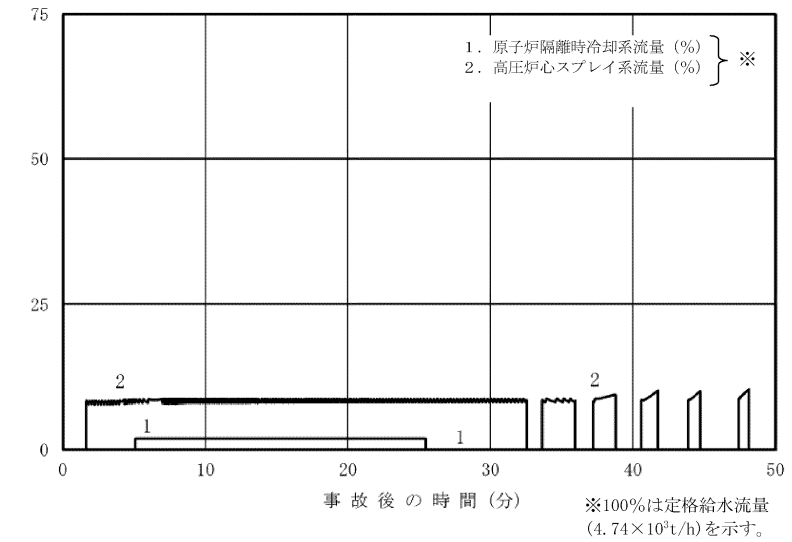


図5 原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (事象発生から50分後まで)

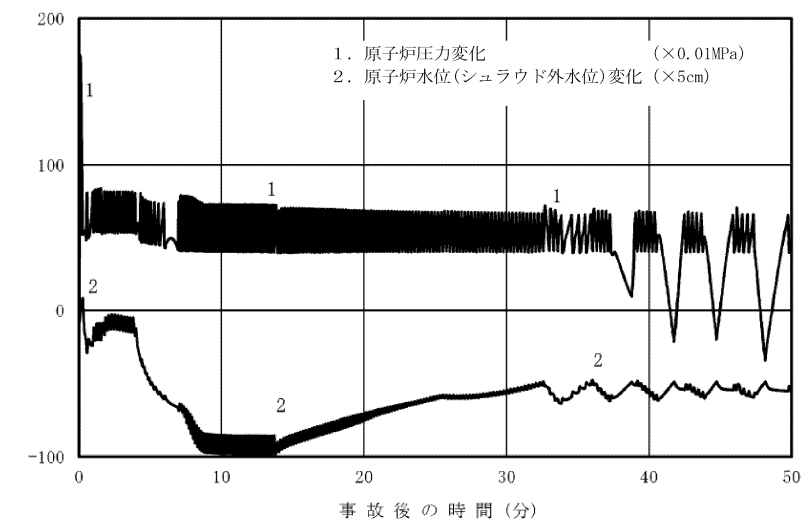


図6 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から50分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

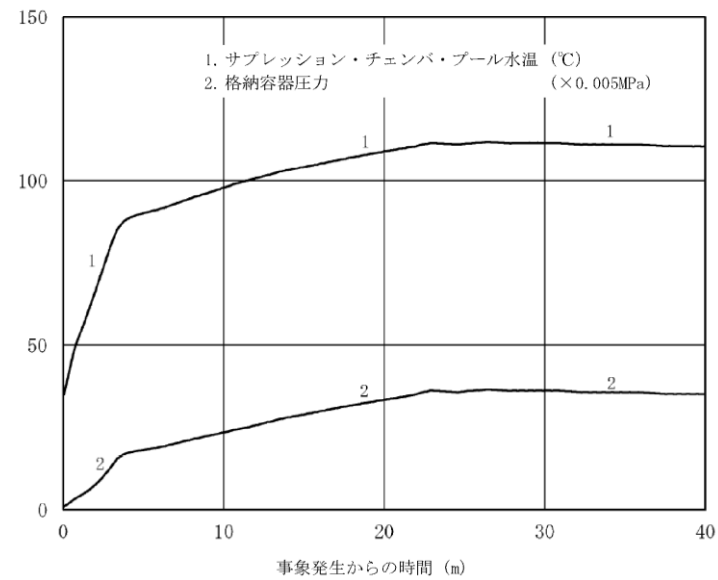
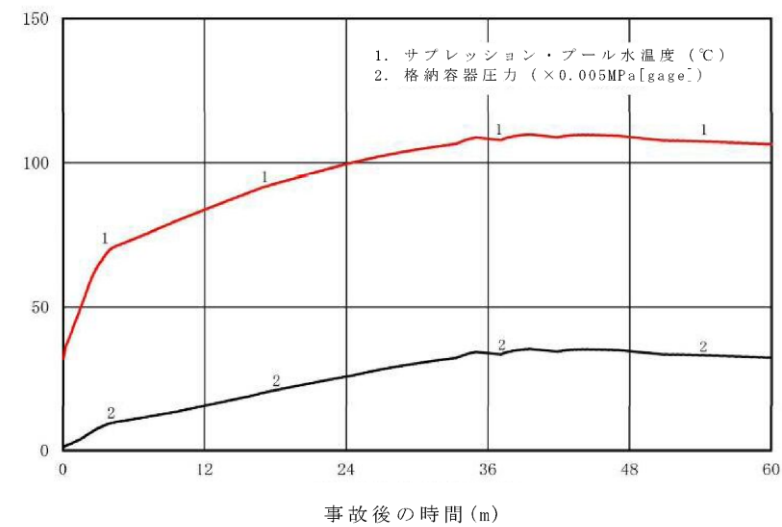


図6 サプレッション・チェンバ・プールの水温，格納容器圧力の推移 (事象発生から40分後まで)



第7 図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移 (長期)

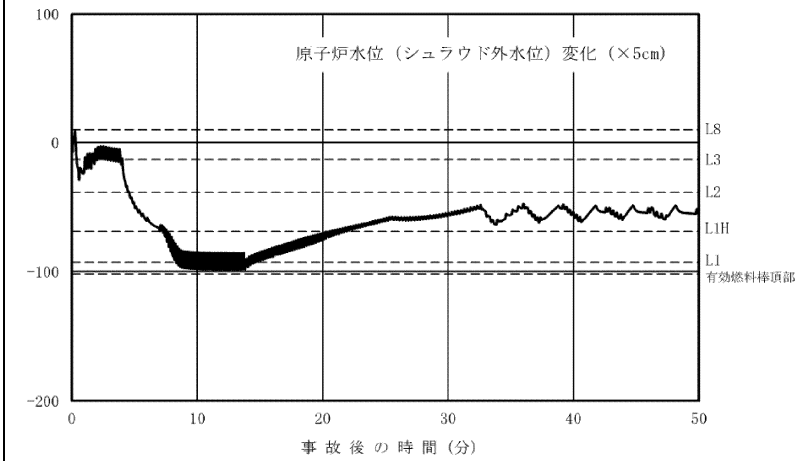


図7 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から50分後まで)

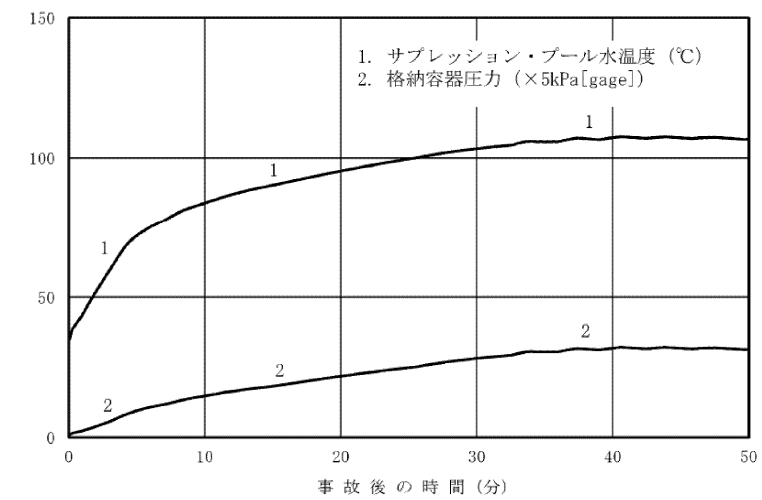


図8 サプレッション・プール水温度，格納容器圧力の推移 (事象発生から50分後まで)

・記載方針の相違
【柏崎 6/7】

・解析結果の相違
【柏崎 6/7，東海第二】

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p style="text-align: right;">添付資料2.5.8</p> <p>高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源の水温の影響</p> <p>今回の評価では、<u>事象発生から約24秒後に高圧炉心注水系の水源がサブプレッション・チェンバ・プール水位の上昇によって、約34秒後に原子炉隔離時冷却系の水源がサブプレッション・チェンバ・プール水位の上昇及びドライウェル圧力高信号(13.7kPa[gage])によって、復水貯蔵槽からサブプレッション・チェンバに自動で切り替わる。高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系による注水開始は事象発生から約1分程度経過した時点であるため、高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源をサブプレッション・チェンバとして評価している。</u></p> <p><u>本事象では、サブプレッション・チェンバ・プール水温が事象発生と同時に急激に上昇し、事象発生から3分程度で77℃、11分程度で100℃を上回り、最高で約113℃まで上昇する。原子炉隔離時冷却系の最高使用温度は77℃、高圧炉心注水系の最高使用温度は100℃であることから、評価上、最高使用温度を上回る温度領域での運転を設定している。</u>このため、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系について、<u>今回の温度領域での運転の健全性を検討する。</u></p> <p>(1) <u>高圧炉心注水系の運転可能性に関する検討</u></p> <p><u>高圧炉心注水系の水源をサブプレッション・チェンバとした場合、サブプレッション・チェンバ・プール水温の上昇に伴うポンプのキャビテーションが想定されるものの、サブプレッション・チェンバ内は飽和蒸気圧条件となることから、NPSHの観点では高圧炉心注水系の運転継続に問題ないものと考える。</u></p> <p><u>また、今回の評価では、一部を除いて運転員の操作に、起点となる事象の発生から600秒の時間余裕を見込むこととしている。高圧炉心注水系は事象発生から約24秒後に水源が復水貯蔵槽からサブプレッション・チェンバに自動で切り替わるが、この自動切り替えから600秒後に高圧炉心注水系及び原子炉隔離時冷却系の水源をサブプレッション・チェンバから復水貯蔵槽に切り替える操作を想定する場合、切り替え時点の温度は100℃未満で</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.5.11</p> <p>高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源温度の影響</p> <p>1. はじめに</p> <p>今回の有効性評価では、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源は<u>サブプレッション・チェンバ</u>としている。</p> <p>有効性評価解析では、事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するため、原子炉で発生した蒸気が流入することで<u>サブプレッション・プール水温度は上昇し、事象発生から約8分で77℃、約28分で106℃を上回り、最高で約115℃まで上昇する。</u>このため、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系について、この水源温度での運転継続性について以下に述べる。</p> <p>2. 高圧炉心スプレイ系の運転継続性</p> <p>サブプレッション・プール水温度の上昇に伴い高圧炉心スプレイ系ポンプにキャビテーションの発生が懸念されるが、サブプレッション・チェンバ内は飽和蒸気圧条件となることから、有効NPSHは確保され、運転継続性に問題ない。</p> <p>また、高圧炉心スプレイ系には、<u>高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機海水系を用いたポンプメカニカルシール冷却装置及び高圧炉心スプレイ系ポンプ室空調が設置されており、配管及びポンプの内部流体温度(サブプレッション・プール水温度)が最高値の約115℃になった場合でも運転継続性に問題はない。</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.5.12</p> <p>高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する水源の水温の影響</p> <p>1. はじめに</p> <p>今回の有効性評価では、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源は<u>サブプレッション・プール</u>としている。</p> <p>有効性評価解析では、<u>事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するため、原子炉で発生した蒸気が、逃がし安全弁を経由して、サブプレッション・プールに流入することでサブプレッション・プールの水温は上昇し、事象発生から4分程度で66℃、24分程度で100℃を上回り、最高で約110℃まで上昇する。</u>このため、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系について、<u>運転継続性について以下に述べる。</u></p> <p>2. <u>高圧炉心スプレイ系の運転可能性に関する検討</u></p> <p><u>サブプレッション・プール水温度の上昇に伴い高圧炉心スプレイ系ポンプのキャビテーションの発生が懸念されるが、サブプレッション・チェンバ内は飽和蒸気圧条件となることから、有効NPSHは確保され、運転継続性に問題ない。</u></p> <p><u>また、高圧炉心スプレイ系には、高圧炉心スプレイ補機冷却系を用いたポンプメカニカルシール冷却器及び高圧炉心スプレイポンプ室空調が設置されており、配管及びポンプの内部流体(サブプレッション・プール水温度)が110℃になった場合でも運転継続性に問題はない。</u></p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、水源の切替は行っていないが、柏崎 6/7 は有効性評価における水源切替のタイミングを記載している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、S/P水温度が解析結果の最高値でも設備への影響がないことを記載している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>あるため、高圧炉心注水系を最高使用温度未満で運転した場合の評価となる。なお、評価結果は添付資料2.5.7のとおりであり、評価項目を満足することを確認している。</u></p> <p>(2) 原子炉隔離時冷却系の運転可能性に関する検討</p> <p>原子炉隔離時冷却系については、<u>事象発生から3分程度でサプレッション・チェンバ・プール水温が原子炉隔離時冷却系の最高使用温度である77℃を超えるため、サプレッション・チェンバから復水貯蔵槽への水源切替え操作への期待については考慮していない。</u></p> <p><u>なお、サプレッション・チェンバ・プール水温が77℃を超えた場合に原子炉隔離時冷却系が停止すると仮定した場合について評価したところ、サプレッション・チェンバ・プール水温は原子炉隔離時冷却系が運転を継続するとした場合に比べて緩やかに上昇し、かつ、最高温度も低く抑えられることを確認した。評価結果を図1から図6に示す。また、評価結果のまとめを表1に示す。</u></p> <p><u>また、福島第一原子力発電所2号炉では、平成23年3月11日に発生した事故の際、サプレッション・チェンバを水源とした状態で長時間運転を継続している。福島第一原子力発電所2号炉の原子炉隔離時冷却系がサプレッション・チェンバを水源として運転していた期間(平成23年3月12日5時から14日9時頃)のサプレッション・チェンバ・プール水温は、ドライウエル圧力を水蒸気の飽和温度と考える場合、今回の評価での最高温度である113℃を超えていたものと推定され、また、平成23年3月14日7時に計測されたサプレッション・チェンバ・プール水温も146℃であったことから、原子炉隔離時冷却系は、サプレッション・チェンバ・プール水温が113℃程度であったとしても、運転を継続できる可能性があると考える。</u></p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>3. 原子炉隔離時冷却系の運転継続性</p> <p><u>事象発生から約8分程度でサプレッション・プール水温が原子炉隔離時冷却系の最高使用温度である77℃を超えるが、サプレッション・プール水温106℃までの運転継続性を確認している。</u></p> <p><u>仮に原子炉隔離時冷却系が、サプレッション・プール水温77℃到達時に停止した場合の影響について感度解析により確認した。</u></p> <p>(1) 評価条件</p> <p><u>サプレッション・プール水温77℃到達時に原子炉隔離時冷却系が停止するものとする。その他の条件はベースケースの解析条件と同様とする。</u></p> <p>(2) 評価結果</p> <p><u>評価結果を第1図から第7図に示す。また、評価結果のまとめを第1表に示す。燃料被覆管最高温度は、原子炉隔離時冷却系が自動起動する前の第1ピークにて発生していることから影響はない。また、ベースケースと比べて原子炉隔離時冷却系による原子炉注水が停止するタイミングが早くなることで、原子炉水位の低下に伴う自然循環による炉心流量の低下も早まる。解析上は炉心流量に依存する保守的なボロンミキシング効率を設定していることと相まって中性子束の低下は遅くなり、これに伴いサプレッション・プール水温及び格納容器圧力の最高値は若干高くなるが、ベースケースとの差は僅かである。</u></p> <p>4. まとめ</p> <p><u>高圧炉心スプレイ系はサプレッション・プール水温が上昇した場合でも運転継続性に問題ないことを確認した。また、サプレッション・プール水温が77℃に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が停止した場合の感度解析を実施した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さく、評価項目を満足することを確認した。</u></p>	<p>3. 原子炉隔離時冷却系の運転継続性</p> <p>原子炉隔離時冷却系については、<u>水源温度(サプレッション・プール水温)100℃までの運転継続性を確認(添付資料2.3.1.3「全交流動力電源喪失時における原子炉隔離時冷却系の8時間継続運転が可能であることの妥当性について」)しており、また、今回の有効性評価では、サプレッション・プール水温が100℃に到達後は原子炉隔離時冷却系を停止する条件で評価を行っているため、本設備の運転継続性が今回の評価に与える影響はない。</u></p>	<p>柏崎 6/7 では水源切替を考慮した評価結果を記載している。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>島根 2号炉は、原子炉隔離時冷却系を100℃で停止した解析をベースケースとしていることを記載している。</p> <p>柏崎 6/7 では最高使用温度で停止した解析結果を記載。また、実機での状況を記載している。</p> <p>東海第二では最高使用温度で停止した解析結果を記載している。</p>

表1 水源切り替え操作及び原子炉隔離時冷却系の運転状態による評価項目への影響

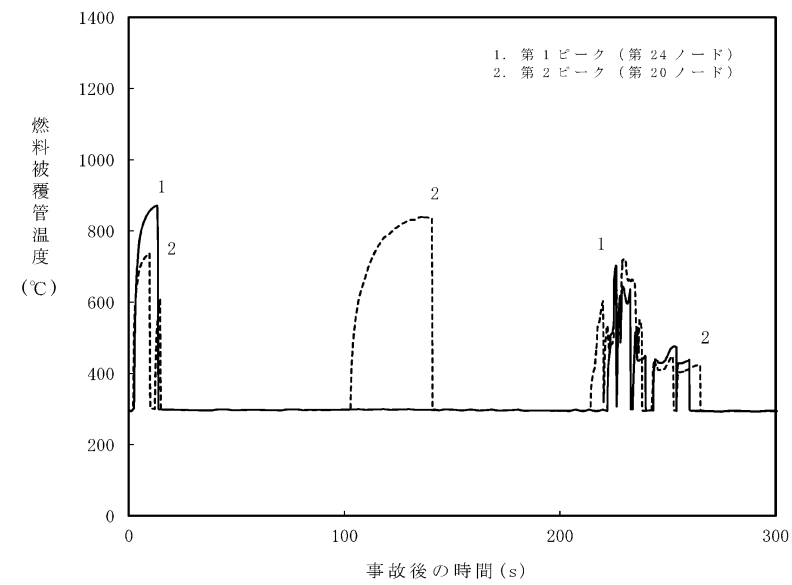
項目	感度解析 (高圧炉心注水系水源切り替え操作有, サプレッション・チェンバ・プール水温77℃で原子炉隔離時冷却系の運転停止)	ベースケース (高圧炉心注水系水源切り替え操作無, 原子炉隔離時冷却系の運転継続)	評価項目
燃料被覆管の最高温度(℃)	約1060	約1060	1200℃以下
燃料被覆管の酸化量	2%以下	2%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力(MPa[gage])	—※	約9.08	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)を下回る
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力(MPa[gage])	約0.15	約0.19	0.62MPa[gage] (限界圧力)を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度(サブプレッション・チェンバ・プール水温(℃))	約104	約113	200℃(限界温度)を下回る

※ 原子炉隔離時冷却系の運転停止前に最大値を示すパラメータであることから、評価を省略した。

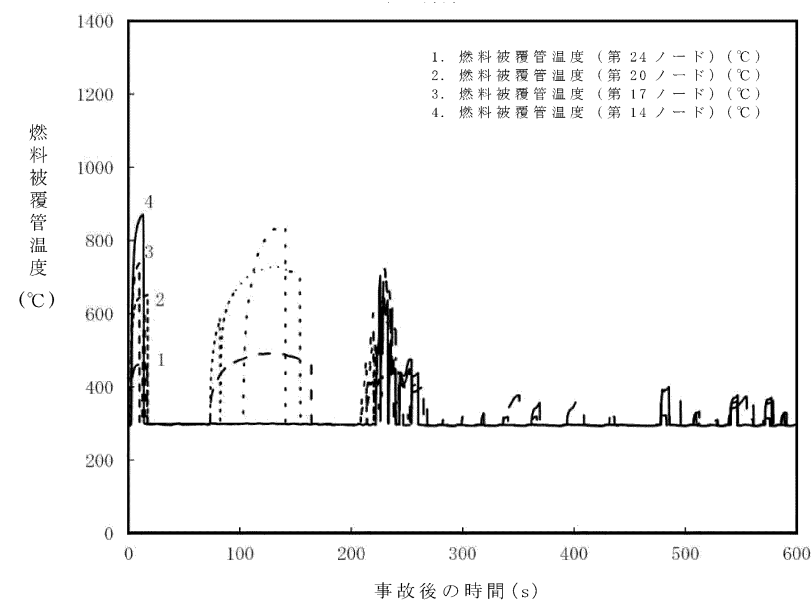
第1表 原子炉隔離時冷却系の有無による評価項目パラメータへの影響

項目	感度解析 (S/P水温度77℃にて停止)	ベースケース (S/P水温度106℃にて停止)	評価項目
燃料被覆管最高温度(℃)	約872	約872	1200℃以下
燃料被覆管の酸化量(%)	1%以下	1%以下	酸化反応が著しくなる前の被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力(MPa[gage])	約8.42	約8.42	10.34MPa[gage] (最高圧力の1.2倍)を下回る
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力(MPa[gage])	約0.26	約0.20	0.62MPa[gage]を下回る
原子炉格納容器バウンダリの温度(サブプレッション・プール水温度(℃))	約124	約115	200℃を下回る

・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
島根2号炉では原子炉隔離時冷却系を100℃で停止した解析をベースケースとしている。



第1図 燃料被覆管温度 (燃料被覆管最高温度発生位置) の推移 (短期)



第2図 燃料被覆管温度 (沸騰遷移発生位置) の推移 (短期)

・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
島根2号炉は原子炉
隔離時冷却系を100°C
で停止した解析をベー
スケースとしている。

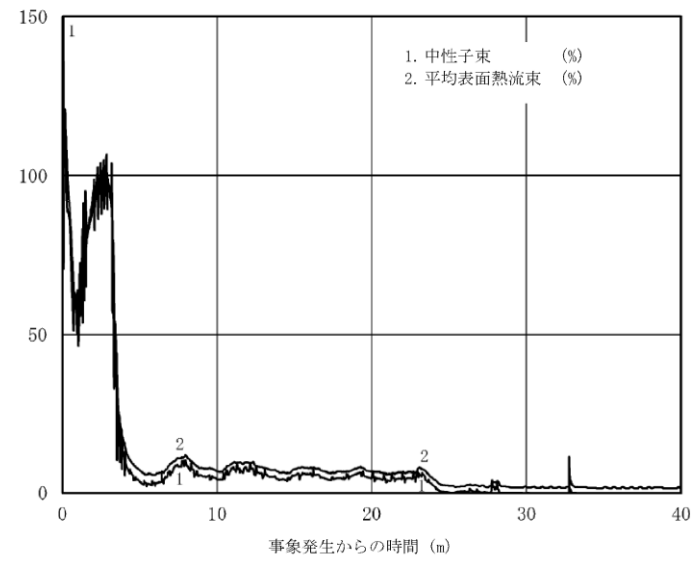


図1 中性子束, 平均表面熱流束の推移
(事象発生から40分後まで)

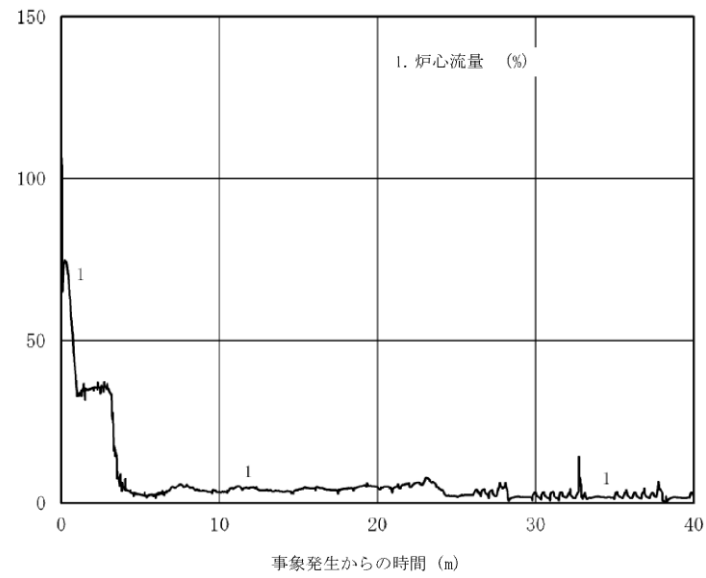
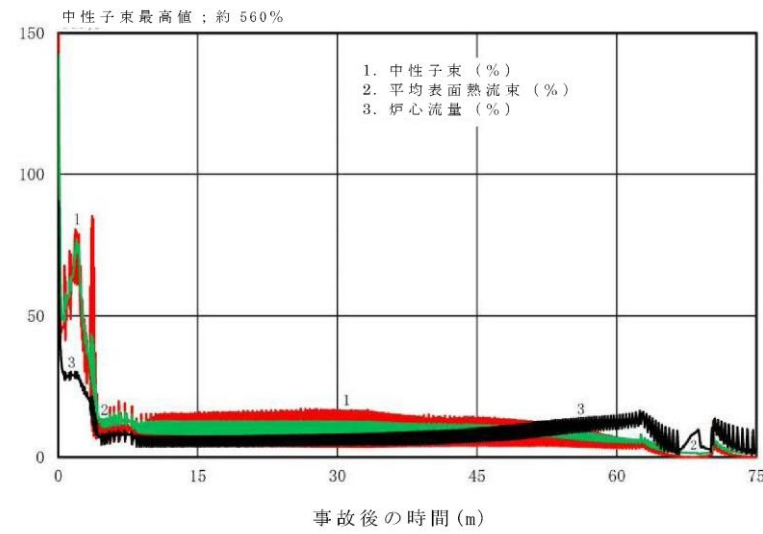


図2 炉心流量の推移 (事象発生から40分後まで)



第3 図 中性子束, 平均熱流束及び炉心流量の推移 (長期)

・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
島根2号炉は原子炉
隔離時冷却系を100℃
で停止した解析をベー
スケースとしている。

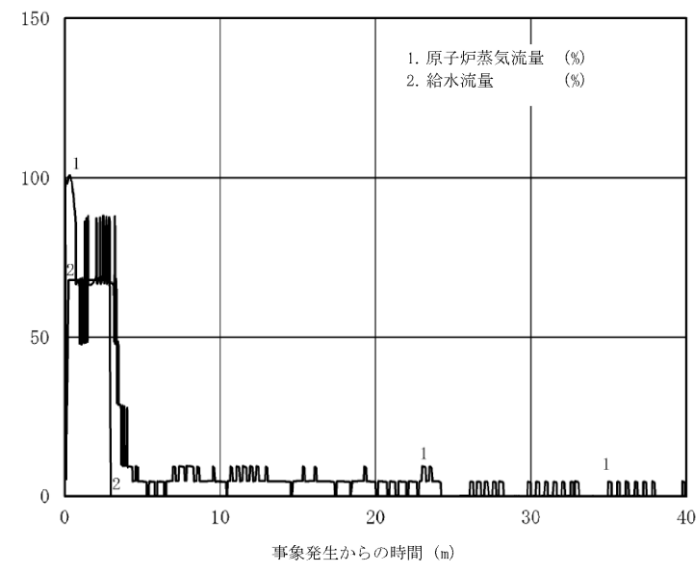


図3 原子炉蒸気流量, 給水流量の推移
(事象発生から40分後まで)

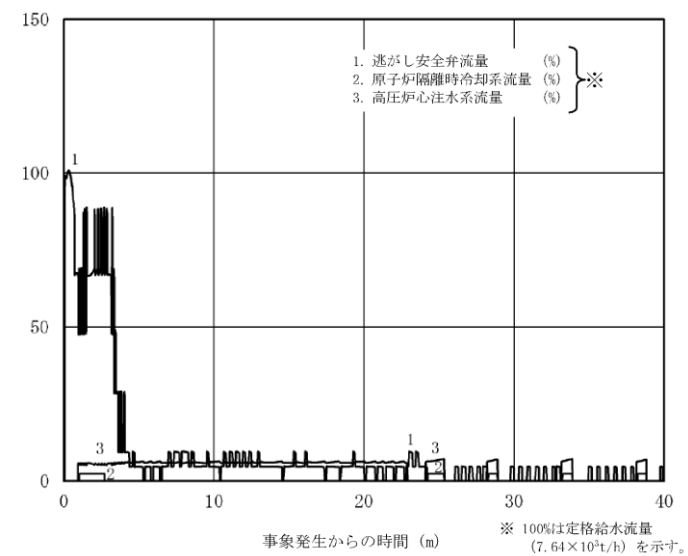
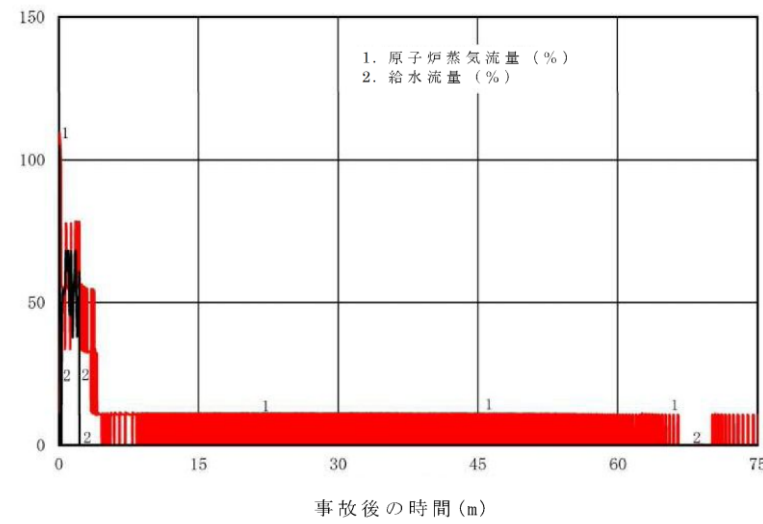
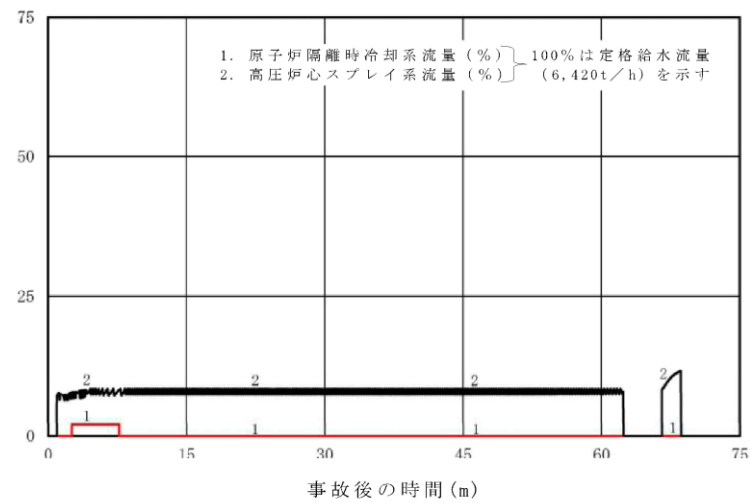


図4 逃がし安全弁, 原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心注水系の
流量の推移 (事象発生から40分後まで)



第4図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (長期)



第5図 原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の流量
の推移 (長期)

・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
島根2号炉は原子炉
隔離時冷却系を 100℃
で停止した解析をベー
スケースとしている。

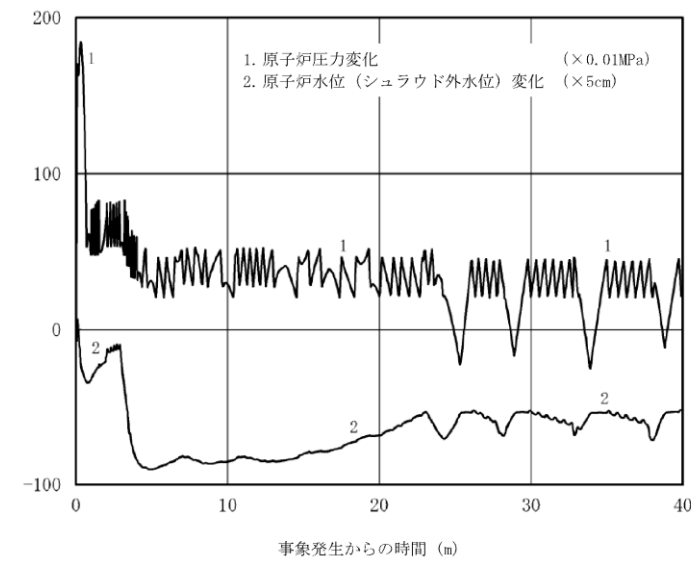


図5 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から40分後まで)

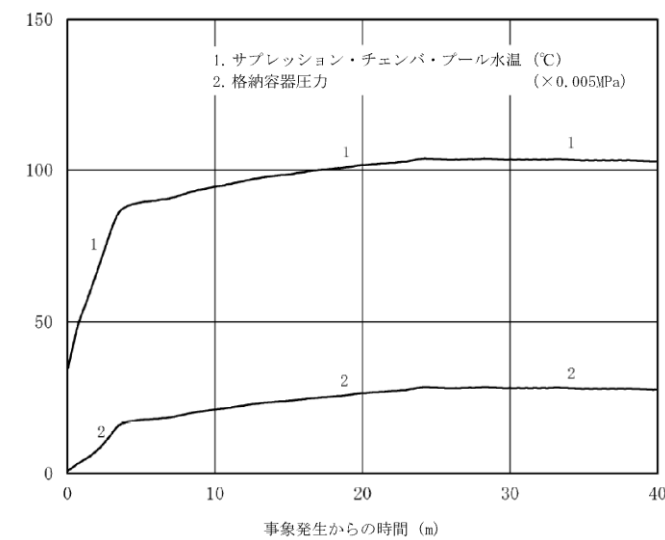
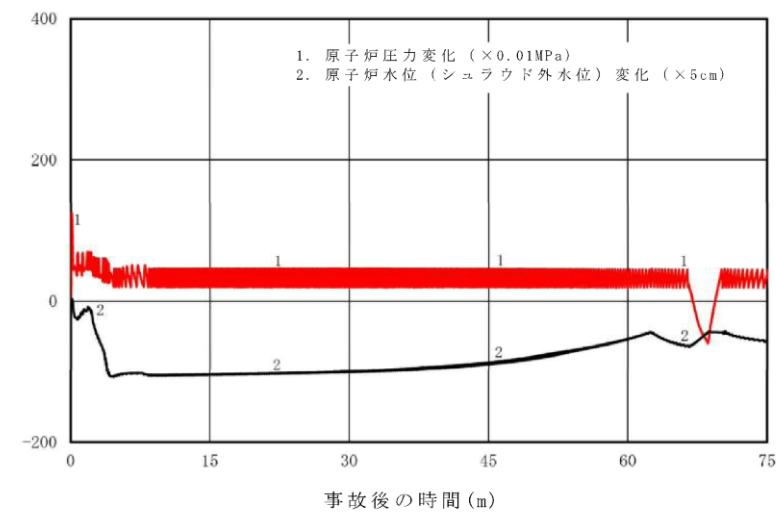
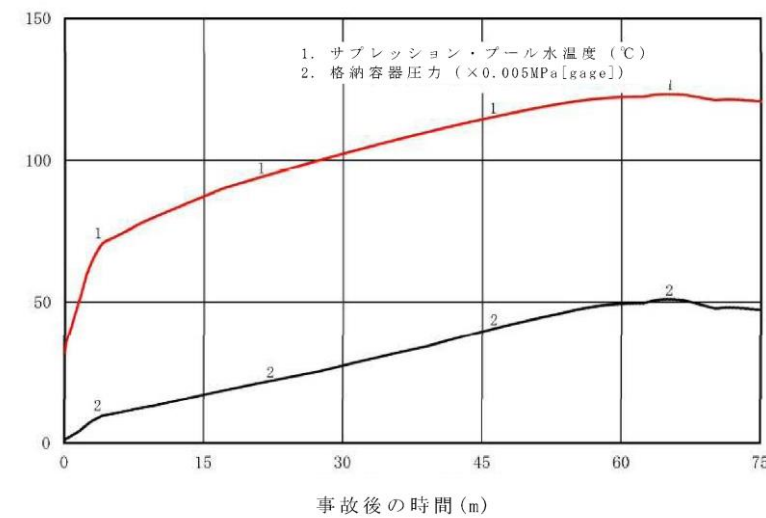


図6 サプレッション・チェンバ・プール水温, 格納容器圧力の推移 (事象発生から40分後まで)



第6図 原子炉圧力及び原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (長期)



第7図 サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の推移 (長期)

・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
島根2号炉は原子炉隔離時冷却系を100°Cで停止した解析をベースケースとしている。

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																					
<p>資料なし</p>	<p>添付資料 2.5.9</p> <p><u>7日間における燃料の対応について (原子炉停止機能喪失)</u></p> <p>保守的に全ての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。</p> <table border="1" data-bbox="961 541 1685 1035"> <thead> <tr> <th>時系列</th> <th>合計</th> <th>判定</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>非常用ディーゼル発電機 2台起動^{※1} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2台 (運転台数) =約 484.0kL</td> <td rowspan="3">7日間の 軽油消費量 約 755.5kL</td> <td rowspan="3">軽油貯蔵タンクの容量は約 800kLであり、7日間対応可能</td> </tr> <tr> <td>高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動^{※2} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1台 (運転台数) =約 130.3kL</td> </tr> <tr> <td>常設代替高圧電源装置 2台起動^{※3} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2台 (運転台数) =約 141.2kL</td> </tr> <tr> <td>緊急時対策所用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1台 (運転台数) =約 70.0kL</td> <td>7日間の 軽油消費量 約 70.0kL</td> <td>緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kLであり、7日間対応可能</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 事故収束に必要なディーゼル発電機は非常用ディーゼル発電機1台であるが、保守的にディーゼル発電機2台の起動を仮定した。 ※2 事故収束には必要ではないが、保守的に起動を仮定した。 ※3 緊急用母線の電源を、常設代替高圧電源装置2台で確保することを仮定した。</p>	時系列	合計	判定	非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2台 (運転台数) =約 484.0kL	7日間の 軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kLであり、7日間対応可能	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 ^{※2} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1台 (運転台数) =約 130.3kL	常設代替高圧電源装置 2台起動 ^{※3} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2台 (運転台数) =約 141.2kL	緊急時対策所用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1台 (運転台数) =約 70.0kL	7日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kLであり、7日間対応可能	<p>添付資料 2.5.13</p> <p><u>7日間における燃料の対応について (原子炉停止機能喪失)</u></p> <p>保守的に全ての設備が、事象発生直後から7日間燃料を消費するものとして評価する。</p> <table border="1" data-bbox="1745 531 2496 892"> <thead> <tr> <th>時系列</th> <th>合計</th> <th>判定</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>非常用ディーゼル発電機 2台起動^{※1} (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1.618m³/h×24h×7日×2台=543.648m³</td> <td rowspan="2">7日間の 軽油消費量 約 700m³</td> <td rowspan="2">ディーゼル燃料貯蔵タンクの容量は約 730m³であり、7日間対応可能</td> </tr> <tr> <td>高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 0.927m³/h×24h×7日×1台=155.736m³</td> </tr> <tr> <td>緊急時対策所用発電機 1台 0.0469 m³/h×24h×7日×1台=7.8792m³</td> <td>7日間の 軽油消費量 約 8 m³</td> <td>緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m³であり、7日間対応可能</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 事故収束に必要な非常用ディーゼル発電機は1台であるが、保守的に非常用ディーゼル発電機2台を起動させて評価した。</p>	時系列	合計	判定	非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1.618m ³ /h×24h×7日×2台=543.648m ³	7日間の 軽油消費量 約 700m ³	ディーゼル燃料貯蔵タンクの容量は約 730m ³ であり、7日間対応可能	高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 0.927m ³ /h×24h×7日×1台=155.736m ³	緊急時対策所用発電機 1台 0.0469 m ³ /h×24h×7日×1台=7.8792m ³	7日間の 軽油消費量 約 8 m ³	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m ³ であり、7日間対応可能	<p>・記載方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、外部電源喪失を想定していないが喪失した場合の評価結果を記載。</p> <p>・評価結果の相違 【東海第二】</p>
時系列	合計	判定																						
非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 1,440.4L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2台 (運転台数) =約 484.0kL	7日間の 軽油消費量 約 755.5kL	軽油貯蔵タンクの容量は約 800kLであり、7日間対応可能																						
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 ^{※2} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 775.6L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1台 (運転台数) =約 130.3kL																								
常設代替高圧電源装置 2台起動 ^{※3} (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 420.0L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 2台 (運転台数) =約 141.2kL																								
緊急時対策所用発電機 1台起動 (燃料消費率は保守的に定格出力運転時を想定) 411L/h (燃料消費率) × 168h (運転時間) × 1台 (運転台数) =約 70.0kL	7日間の 軽油消費量 約 70.0kL	緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンクの容量は約 75kLであり、7日間対応可能																						
時系列	合計	判定																						
非常用ディーゼル発電機 2台起動 ^{※1} (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 1.618m ³ /h×24h×7日×2台=543.648m ³	7日間の 軽油消費量 約 700m ³	ディーゼル燃料貯蔵タンクの容量は約 730m ³ であり、7日間対応可能																						
高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 1台起動 (燃費は保守的に最大負荷時を想定) 0.927m ³ /h×24h×7日×1台=155.736m ³																								
緊急時対策所用発電機 1台 0.0469 m ³ /h×24h×7日×1台=7.8792m ³	7日間の 軽油消費量 約 8 m ³	緊急時対策所用燃料地下タンクの容量は約 45m ³ であり、7日間対応可能																						

実線・・設備運用又は体制等の相違（設計方針の相違）
 波線・・記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

まとめ資料比較表 [有効性評価 2.6 LOCA時注水機能喪失]

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.6 LOCA 時注水機能喪失</p> <p>2.6.1 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「LOCA 時注水機能喪失」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「小破断 LOCA+高圧注水失敗+低圧注水失敗」、②「小破断 LOCA+高圧注水失敗+原子炉減圧失敗」、③「中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗」及び④「中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+原子炉減圧失敗」である。</p> <p>また、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」からも LOCA を起因とする事故シーケンスとして、⑤「小破断 LOCA+崩壊熱除去失敗」及び⑥「中破断 LOCA+RHR 失敗」が抽出された。</p> <p>なお、大破断 LOCA を起因とする事故シーケンスについては、炉心損傷を防止することができないため、格納容器破損防止対策を講じて、その有効性を確認する。</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「LOCA 時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することを想定する。このため、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。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>2.6 LOCA 時注水機能喪失</p> <p>2.6.1 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「LOCA時注水機能喪失」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「小破断 LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」、②「小破断 LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗」、③「中破断 LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」及び④「中破断 LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗」である。</p> <p>なお、大破断 LOCA のように破断規模が一定の大きさを超える場合は、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策の有効性が確認できないため、格納容器破損防止対策を講じて、その有効性を確認する。</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「LOCA時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することを想定する。このため、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。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>2.6 LOCA時注水機能喪失</p> <p>2.6.1 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「LOCA時注水機能喪失」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「冷却材喪失（小破断 LOCA）+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」、②「冷却材喪失（小破断 LOCA）+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗」、③「冷却材喪失（中破断 LOCA）+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」及び④「冷却材喪失（中破断 LOCA）+高圧炉心冷却失敗+原子炉減圧失敗」である。</p> <p>また、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」からも LOCA を起因とする事故シーケンスとして、⑤「冷却材喪失（小破断 LOCA）+崩壊熱除去失敗」、⑥「冷却材喪失（小破断 LOCA）+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」、⑦「冷却材喪失（中破断 LOCA）+崩壊熱除去失敗」及び⑧「冷却材喪失（中破断 LOCA）+高圧炉心冷却失敗+崩壊熱除去失敗」が抽出された。</p> <p>なお、大破断 LOCA のように破断規模が一定の大きさを超える場合は、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策の有効性が確認できないため、格納容器破損防止対策を講じて、その有効性を確認する。</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「LOCA時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することを想定する。このため、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位が低下することから、緩和措置がとられない場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至る。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>・記載箇所の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>東海第二においても同様に事故シーケンスが抽出されるが、「崩壊熱除去機能喪失」にてその取扱いは記載。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>本事故シーケンスグループは、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA が発生し、同時に高圧及び低圧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、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA 発生時の高圧注水機能又は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。</p> <p>ここで、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA 発生後に高圧・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ことも考えられるが、重大事故等対処設備である高圧代替注水系は蒸気駆動の設備であり、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA が発生している状況では、その運転継続に対する不確かさが大きい。このことから、本事故シーケンスグループにおいては、高圧代替注水系には期待せず、低圧注水機能に対する対策の有効性を評価することとする。</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>本事故シーケンスグループは、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA が発生し、同時に高圧及び低圧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、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA 発生時の高圧注水機能又は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。</p> <p>ここで、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA 発生後に高圧・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。</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）による格納容器冷却、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>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>本事故シーケンスグループは、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA が発生し、同時に高圧及び低圧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、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA 発生時の高圧注水機能又は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。</p> <p>ここで、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA 発生後に高圧・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ことも考えられるが、重大事故等対処設備である高圧原子炉代替注水系は蒸気駆動の設備であり、小破断 LOCA 又は中破断 LOCA が発生している状況では、その運転継続に対する不確かさが大きい。このことから、本事故シーケンスグループにおいては、高圧原子炉代替注水系には期待せず、低圧注水機能に対する対策の有効性を評価することとする。</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原子炉代替注水系（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、格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。</p>	<p>・整理方針の相違 【東海第二】 島根2号炉は、高圧原子炉代替注水系に期待できない理由として蒸気駆動による LOCA 時の不確かさとしているが、東海第二では、減圧による水位低下を厳しく見積もる観点からとしている（実質的差異はない）。</p> <p>・運用の相違 【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、耐圧強化ベントを自主設備として位置付けている。（以降、同様な相違については記載省略）</p> <p>・運用の相違 【東海第二】 島根2号炉は、自主設備として位置付けている。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	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「LOCA 時注水機能喪失」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<u>低圧代替注水系（常設）</u>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、<u>低圧代替注水系（常設）</u>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<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却手段、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>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 2.6.1 図から第 2.6.3 図に、手順の概要を第 2.6.4 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 2.6.1 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、<u>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</u>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、<u>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</u>である。必要な要員と作業項目について第 2.6.5 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</p>	<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」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<u>低圧代替注水系（常設）</u>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、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による炉心冷却を継続する。また、<u>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）</u>による格納容器冷却手段、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>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 2.6-1 図に、手順の概要を第 2.6-2 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 2.6-1 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、<u>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</u>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、<u>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</u>である。必要な要員と作業項目について第 2.6-3 図に示す。</p> <p>なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数</p>	<p>(3) 炉心損傷防止対策</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」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<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>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、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による炉心冷却を継続する。また、<u>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格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による<u>原子炉格納容器冷却手段</u>、<u>格納容器フィルタベント系</u>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 2.6.1-1(1)図から第 2.6.1-1(3)図に、手順の概要を第 2.6.1-2 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 2.6.1-1 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、重大事故等対策に必要な要員は、<u>緊急時対策要員 28 名</u>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、当直副長 1 名、運転操作対応を行う運転員 3 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 5 名、復旧班要員は 18 名である。</p> <p>必要な要員と作業項目について第 2.6.1-3 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</p>	<p>備考</p> <p>・運用及び体制の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 島根 2 号炉は、要員の参集に期待せずとも必要な作業を常駐要員により実施可能な体制を整備</p> <p>・運用及び設備設計の相違 【柏崎 6/7、東海第二】 プラント基数、設備設計及び運用の違いにより必要要員数は異なるが、タイムチャートにより要員の充足性を確認している。なお、これら要員 28 名は夜間・休日を含め発電所に常駐している要員である</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>を確認した結果、<u>24名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認 原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生と同時に外部電源喪失となり、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、<u>平均出力領域モニタ等</u>である。</p> <p>b. 高圧・低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、<u>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。</u></p>	<p>を確認した結果、<u>18名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認 原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生と同時に外部電源喪失となり、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、<u>平均出力領域計装等</u>である。</p> <p>b. 高圧・低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、<u>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。</u></p>	<p>した結果、<u>28名</u>で対処可能である。</p> <p>a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム確認 原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生と同時に外部電源喪失となり、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、<u>平均出力領域計装</u>である。</p> <p>b. 高圧・低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、<u>原子炉水位低(レベル2)で原子炉隔離時冷却系、格納容器圧力高(13.7 kPa[gage])で高圧炉心スプレイ系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系(低圧注水モード)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。</u></p>	<p>・体制の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 運用及び設備の相違に伴う、必要要員数の相違。</p> <p>・設備の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、中性子源領域計装(SRM)及び中間領域計装(IRM)、柏崎6/7, 東海第二は起動領域計装(SRNM)を採用している。柏崎6/7, 東海第二は、運転時挿入されているSRNMにより確認が可能な設備として、等を記載しているが、島根2号炉は、SRM及びIRMが運転時引き抜きのため、平均出力領域計装(APRM)により確認することとしている。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、格納容器圧力高信号による非常用炉心冷却系の自動起動失敗をもって機能喪失を確認する。 L2: 約22秒</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<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、<u>各系統の流量指示</u>等である。</p> <p>c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 高圧・低圧注水機能喪失を確認後、<u>低圧代替注水系（常設）</u>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<u>復水移送ポンプ 1 台を追加起動し、2 台運転とする。</u>また、原子炉注水に必要な電動弁（<u>残留熱除去系注入弁及び残留熱除去系洗浄水弁</u>）が開動作可能であることを確認する。</p> <p><u>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。</u></p> <p><u>低圧代替注水系（常設）</u>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 <u>8 個</u>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>d. <u>低圧代替注水系（常設）</u>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<u>低圧代替注水系（常設）</u>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。 <u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位、復水補給水系流量（RHR B 系代替注水流量）</u>等である。</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、<u>各系統の流量</u>等である。</p> <p>c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 高圧・低圧注水機能喪失を確認後、<u>低圧代替注水系（常設）</u>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<u>常設低圧代替注水系ポンプ 2 台を起動する。</u>また、原子炉注水に必要な電動弁（<u>残留熱除去系注入弁</u>）が開動作可能であることを確認する。</p> <p><u>低圧代替注水系（常設）</u>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（<u>自動減圧機能</u>）<u>7 個</u>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>d. <u>低圧代替注水系（常設）</u>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<u>低圧代替注水系（常設）</u>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。 <u>低圧代替注水系（常設）</u>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）、<u>低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用）</u>等である。</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、<u>各ポンプの出口流量</u>等である。</p> <p>c. 逃がし安全弁による原子炉急速減圧 高圧・低圧注水機能喪失を確認後、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>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<u>常設代替交流電源設備を起動し S A 低圧母線に給電後、低圧原子炉代替注水ポンプを起動する。</u>また、原子炉注水に必要な電動弁（<u>A-RHR 注水弁及び F L S R 注水隔離弁</u>）が開動作可能であることを確認する。</p> <p><u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>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<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個</u>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、<u>原子炉圧力（S A）</u>、原子炉圧力である。</p> <p>d. <u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>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<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>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。 <u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、<u>原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、代替注水流量（常設）</u>等である。</p>	<p>D/W 圧力高：約 1 分 L1：約 17 分</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は、外部電源が喪失しているため、常設代替交流電源設備（G T G）を起動し、低圧原子炉代替注水ポンプへ電源を供給し起動操作を行う。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、配管構成の違いにより、バイパス流防止措置は不要である。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 急速減圧に必要な逃がし安全弁操作個数の相違。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	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. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>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エル雰囲気温度が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。</p> <p><u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>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、<u>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）</u>である。</p> <p><u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>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. <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱の準備として、<u>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。</u></p>	<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. <u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>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エル雰囲気温度が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。<u>また、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を継続する。</u></p> <p><u>なお、<u>低圧代替注水系（常設）</u>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、<u>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</u>としている。</u></p> <p><u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>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、<u>ドライウエル圧力、サプレッション・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）</u>等である。</p> <p>f. <u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱</p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱の準備として、<u>第一弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。</u></p>	<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. <u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による<u>原子炉格納容器冷却</u></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<u>384kPa[gage]</u>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、中央制御室からの遠隔操作により<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による<u>原子炉格納容器冷却</u>を実施する。</p> <p><u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による<u>原子炉格納容器冷却</u>を確認するために必要な計装設備は、<u>ドライウエル圧力（SA）、サプレッション・チェンバ圧力（SA）、格納容器代替スプレイ流量</u>等である。</p> <p>f. <u>格納容器フィルタベント系</u>による<u>原子炉格納容器除熱</u></p> <p><u>格納容器フィルタベント系</u>による<u>原子炉格納容器除熱</u>の準備として、<u>NGC非常用ガス処理入口隔離弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。</u></p>	<p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>島根2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7，東海第二】</p> <p>型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎6/7】</p> <p>島根2号炉は、電源がある場合、中央制御室で操作可能である</p> <p>・運用の相違</p> <p>【東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<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、<u>低圧代替注水系（常設）</u>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、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>により継続的に行う。</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。</p> <p>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、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による注水により継続的に行い、また、格納容器除熱は、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>により継続的に行う。</p>	<p>サブプレッション・プール水位が、通常水位+約 1.3m に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却を停止する。</p> <p>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却の停止後、NGC N2 トーラス出口隔離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、格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>格納容器フィルタベント系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、ドライウエル圧力 (SA) 等である。</p> <p>格納容器フィルタベント系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、格納容器雰囲気放射線モニタ (ドライウエル) 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フィルタベント系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 (SA) である。</p> <p>以降、炉心冷却は、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>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、<u>格納容器フィルタベント系</u>により継続的に行う。</p>	<p>島根2号炉は、格納容器バウンダリの維持及び現場における炉心損傷後のベント実施時（準備操作含む）の被ばく評価結果を考慮し、第2弁（ベント装置側）から開操作する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ停止基準の相違。 ・運用の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、格納容器代替スプレイ停止基準（サブプレッション・プール水位通常水位+約1.3m）到達により格納容器代替スプレイを停止後、格納容器ベントを実施する運用として

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>2.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、中破断 LOCA を起因事象とし、全ての注水機能を喪失する「<u>中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗</u>」である。なお、中破断 LOCA は、破断口からの原子炉格納容器への蒸気の流出に伴う原子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できない規模の LOCA と定義していることから、本評価では原子炉隔離時冷却系の運転にも期待しないものとする。</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、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、<u>炉心ヒートアップ解析コード CHASTE</u> 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><u>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。</u></p>	<p>2.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、中破断 LOCA を起因事象とし、全ての注水機能を喪失する「<u>中破断 LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」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）<u>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、<u>格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。</u></u></p> <p><u>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。</u></p>	<p>2.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、中破断 LOCA を起因事象とし、全ての注水機能を喪失する「<u>冷却材喪失（中破断 LOCA）+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」である。<u>なお、中破断 LOCA は、破断口からの原子炉格納容器への蒸気の流出に伴う原子炉圧力の低下により、原子炉隔離時冷却系の運転に期待できない規模の LOCA と定義していることから、本評価では、<u>原子炉隔離時冷却系の運転にも期待しないものとする。</u></u></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）、<u>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、<u>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、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、<u>格納容器温度等の過渡応答を求める。</u></u></u></p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根 2 号炉は、中破断 LOCA 時に RCIC の注水に期待しないイベントツリーとしているため。</p> <p>・評価方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉における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</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<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2.6.2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>破断箇所は<u>原子炉圧力容器下部のドレン配管</u> (配管断面積約26cm²)とし、破断面積を1cm²とする。 (添付資料2.6.1)</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。また、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>外部電源なしの場合は、給復水系による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機によっ</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2.6-2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>破断箇所は<u>再循環系配管 (出口ノズル)</u> (最大破断面積約2,900 cm²)とし、破断面積を約3.7 cm²とする。 (添付資料2.6.1)</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残留熱除去系 (低圧注水系) 及び低圧炉心スプレイ系の機能が喪失するものとする。また、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>外部電源なしの場合は、<u>給水・復水系</u>による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等</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2.6.2-1表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起因事象</p> <p>破断箇所は<u>再循環配管 (出口ノズル)</u> (配管断面積約0.16m²)とし、破断面積を約3.1cm²とする。 (添付資料2.6.1)</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 (低圧注水モード) の機能が喪失するものとする。また、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>外部電源なしの場合は、<u>給復水系</u>による給水がなく、原子炉水位の低下が早くなることから、外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び</p>	<p>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>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、液相部配管の中で最大口径のPLR配管に対して破裂発生の防止が可能な範囲で事象進展を代表できる破断面積を設定。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】 ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <p>・設備設計の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>て給電を行うものとする。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号</p> <p>原子炉スクラムは、<u>事象発生と同時に想定している外部電源喪失に起因する再循環ポンプ・トリップに伴う炉心流量急減信号</u>によるものとする。</p> <p>(b) 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 (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>(c) <u>低圧代替注水系 (常設)</u></p> <p>逃がし安全弁による原子炉減圧後に、<u>最大 300m³/h</u> にて原子炉に注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。<u>なお、低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水は、格納容器スプレイと同じ復水移送ポンプを用い</u></p>	<p>及び常設代替交流電源設備によって給電を行うものとする。</p> <p>また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低 (レベル3) 信号にて発生し、再循環系ポンプトリップは、原子炉水位異常低下 (レベル2) 信号にて発生するものとする。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号</p> <p>原子炉スクラムは、<u>外部電源がある場合を包含する条件として</u>、原子炉水位低 (レベル3) 信号によるものとする。</p> <p>(b) 逃がし安全弁</p> <p>逃がし安全弁 (<u>安全弁機能</u>) 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<u>逃がし安全弁 (自動減圧機能) (7 個)</u> 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>(c) <u>低圧代替注水系 (常設)</u></p> <p>逃がし安全弁 (<u>自動減圧機能</u>) による原子炉減圧後に、<u>最大 378m³/h</u> にて原子炉に注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。<u>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、230m³/h にて原子</u></p>	<p><u>常設代替交流電源設備</u>によって給電を行うものとする。</p> <p>また、原子炉スクラムまでの原子炉出力が高く維持され、原子炉水位の低下が大きくなることで、炉心の冷却の観点で厳しくなり、外部電源がある場合を包含する条件として、原子炉スクラムは、原子炉水位低 (レベル3) 信号にて発生し、再循環ポンプトリップは、原子炉水位低 (レベル2) 信号にて発生するものとする。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号</p> <p>原子炉スクラムは、外部電源がある場合を包含する条件として、<u>原子炉水位低 (レベル3) 信号</u>によるものとする。</p> <p>(b) 逃がし安全弁</p> <p>逃がし安全弁の<u>逃がし弁機能</u>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<u>自動減圧機能付き逃がし安全弁 (6 個)</u> 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 8% を処理するものとする。</p> <p>(c) <u>低圧原子炉代替注水系 (常設)</u></p> <p><u>自動減圧機能付き逃がし安全弁</u>による原子炉減圧後に <u>200m³/h (原子炉圧力 1.00MPa[gage]において)</u> にて原子炉に注水し、その後は炉心を冠水維持するように注水する。</p>	<p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機もある。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は、事象を厳しくする観点から、再循環ポンプは原子炉水位低 (レベル2) でトリップするものとしている。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は、事象を厳しくする観点から、条件を設定している。</p> <p>・解析条件の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根 2 号炉は、逃がし弁機能での圧力制御を想定している。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>急速減圧に必要な逃がし安全弁操作個数の相違。</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・設備設計の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p> <p>・運用の相違</p> <p>【柏崎 6/7, 東海第二】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>て弁の切替えにて実施する。</u></p> <p>(d) <u>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</u> 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、<u>140m³/h</u>にて原子炉格納容器内にスプレイする。 <u>なお、格納容器スプレイは、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。</u></p> <p>(e) <u>格納容器圧力逃がし装置等</u> 格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力<u>0.62MPa [gage]</u>における最大排出流量<u>31.6kg/s</u>に対して、<u>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})</u>にて原子炉格納容器除熱を実施する。 <u>※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。</u></p> <p><u>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。</u></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><u>炉へ注水する。</u></p> <p>(d) <u>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</u> 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、<u>130m³/h</u>にて格納容器内にスプレイする。</p> <p>(e) <u>格納容器圧力逃がし装置等</u> 格納容器圧力逃がし装置等により、格納容器圧力<u>0.31MPa [gage]</u>における排出流量<u>13.4kg/s</u>に対して、<u>第二弁を全開にて格納容器除熱を実施する。</u></p> <p><u>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。</u></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>(d) <u>格納容器代替スプレイ系 (可搬型)</u> 格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、<u>120m³/h</u>にて原子炉格納容器内にスプレイする。</p> <p>(e) <u>格納容器フィルタベント系</u> 格納容器フィルタベント系により、格納容器圧力<u>427kPa [gage]</u>における最大排出流量<u>9.8 kg/s</u>に対して、<u>格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱を実施する。</u></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>島根2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根2号炉は、原子炉注水と格納容器スプレイの実施について、別々のポンプを用いることとしている。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・運用の相違 【柏崎 6/7】 島根2号炉は、格納容器隔離弁を全開操作することにより格納容器ベントを実施。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根2号炉は、耐圧強化ベントを自主設備として位置付けている。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(a) <u>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 14 分後に開始するものとし、操作時間は約 4 分間とする。</u></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<u>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 18 分後に開始する。</u></p> <p>(c) <u>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。</u></p> <p>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) <u>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</u></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、<u>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。</u></p> <p>(b) <u>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。</u></p> <p>なお、格納容器スプレイは、サプレッション・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) <u>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</u></p>	<p>(a) <u>常設代替交流電源設備の起動及び受電並びに低圧原子炉代替注水系 (常設) 起動及び系統構成は、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 20 分間とする。</u></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<u>低圧原子炉代替注水系 (常設) の準備時間を考慮して、事象発生から 30 分後に開始する。</u></p> <p>(c) <u>格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却操作は、格納容器圧力が 384kPa [gage] に到達した場合に実施する。</u></p> <p>なお、格納容器スプレイは、<u>サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合に停止する。</u></p> <p>(d) <u>格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作は、サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m</u></p>	<p>・解析条件及び設備設計の相違 【東海第二】 ・運用の相違 【柏崎 6/7】 注水設備の準備時間の相違。</p> <p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 注水設備の準備時間の相違。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ実施基準の相違</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、格納容器スプレイにより格納容器圧力が制御できるため、水位制限によりスプレイを停止している。 ・設備設計の相違 【東海第二】 型式の相違による格納容器スプレイ停止基準の相違</p> <p>・解析条件の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>実施する。</p> <p>【比較のため、「2.3.1 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)」の一部を記載】</p> <p>(3) 有効性評価(敷地境界での実効線量評価)の条件</p> <p>本重要事故シナリオ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$1.3 \times 10^{12} \text{Bq}$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[※]である$3.7 \times 10^{13} \text{Bq}$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</p>	<p>する。</p> <p>(3) 有効性評価(敷地境界及び非居住区域境界での実効線量評価)の条件</p> <p>本重要事故シナリオ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用することで保守性が確保される。このため、敷地境界及び非居住区域境界での実効線量評価に当たっては、「実用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$4.7 \times 10^{12} \text{Bq}$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[※]である$2.22 \times 10^{14} \text{Bq}$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</p>	<p><u>到達から10分後</u>に実施する。</p> <p>(3) 有効性評価(敷地境界での実効線量評価)の条件</p> <p>本重要事故シナリオ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$1.0 \times 10^{12} \text{Bq}$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[※]である$3.7 \times 10^{13} \text{Bq}$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</p>	<p>【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は、有効性評価の格納容器ベント実施に係る条件として、実運用と同じ想定としている。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価方針の相違 <p>【柏崎6/7】 島根2号炉は、本シナリオで評価を実施。(柏崎6/7では、「2.3.1 全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG 喪失)」で評価を実施)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価条件の相違 <p>【東海第二】 島根2号炉には隣接する原子力事業所がないため、敷地境界で評価を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備および解析条件の相違 <p>【柏崎6/7, 東海第二】 冷却材重量, 原子炉冷却材系流量, 主蒸気流量の相違及び希ガス漏えい率の相違による相違。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析条件の相違 <p>【東海第二】 柏崎3,4号炉(昭和62年設置許可)以降の</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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 ・「<u>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</u>」(TLR-032) ・「<u>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</u>」(HLR-021)</p> <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</p>	<p>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6.0×10^{15}Bq、よう素についてはI-131等価量で約3.9×10^{14}Bqとなる。</p> <p>※ 過去に実測されたI-131の追加放出量から、熱出力1,000MWあたりの追加放出量の出現頻度を用いて算出している。原子炉熱出力3,440MW(定格の約105%)の場合、熱出力1,000MWあたりのI-131の追加放出量の平均値にあたる値は2.78×10^{13}Bq(750Ci)であり、東海第二発電所の線量評価で用いる追加放出量は、これに余裕を見込んだ2.22×10^{14}Bq(6,000Ci)を条件としている。(1Ci = 3.7×10^{10}Bq)</p> <p>出典元 ・「<u>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</u>」(HLR-021)</p> <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、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. <u>サプレッション・チェンバでのスクラビング等による核分裂生成物の除去効果については考慮しないものとする。</u>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>	<p>放出量は、希ガスについてはγ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>※1 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の出現頻度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の追加放出量の出現頻度の平均値にあたる値は1.4×10^{12}Bq(37Ci)であり、島根2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(1,000Ci)を条件としている。(1Ci = 3.7×10^{10}Bq)</p> <p>出典元 ・「<u>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</u>」(HLR-021)</p> <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、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、<u>原子炉格納容器内</u>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. <u>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。</u>また、核分裂生成物の自</p>	<p>プラントでは、追加放出量は全希ガス漏えい量(f値)に依存するものとして整理している。島根2号炉は柏崎3,4号炉より以前の運開プラントであるが、島根3号炉増設時(平成17年設置許可)に合せて、f値を3.7×10^9Bq/s(100mCi/s)とし、設計基準事故時のI-131追加放出量約3.7×10^{13}Bq(1,000Ci)で評価を行い許可を受けている。</p> <p>・解析条件の相違 【東海第二】 島根2号炉は、逃がし安全弁を介してサプレ</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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> <p>g. 敷地境界における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量は、主蒸気隔離弁閉止後のよう素の内部被ばくによる実効線量を求める以下の式 (1) で、また、希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量は、放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式 (2) で計算する。</p> $H_I = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \cdot \dots \cdot \dots \cdot \dots (1)$ <p>R : 呼吸率 (m³/s)</p> <p>呼吸率Rは、事故期間が比較的短いことを考慮し、小児の呼吸率(活動時) 0.31m³/hを秒当りに換算して用いる。</p> <p>H_∞ : よう素 (I-131) を1Bq吸入した場合の小児の実効線量 (1.6×10⁻⁷Sv/Bq)</p> <p>χ/Q : 相対濃度 (s/m³)</p> <p>QI : 事故期間中のよう素の大气放出量 (Bq) (I-131等価量-小児実効線量係数換算)</p> $H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} \cdot \dots \cdot \dots \cdot \dots (2)$ <p>K : 空気吸収線量から実効線量当量への換算係数 (K=1Sv/Gy)</p> <p>D/Q : 相対線量 (Gy/Bq)</p> <p>Q_γ : 事故期間中の希ガスの大气放出量 (Bq) (ガンマ線実効エネルギー0.5MeV 換算値)</p> <p>h. 大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、格納容器圧力逃がし装置排気管からの放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度 (χ/Q) を1.2×10⁻⁵ (s/m³)、相対線量 (D/Q) を1.9×10⁻¹⁹ (Gy/Bq) とし、耐圧強化ベント系を用いる場合は、主排</p>	<p>敷地境界及び非居住区域境界における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量は、主蒸気隔離弁閉止後のよう素の内部被ばくによる実効線量を求める以下の式(1)で、また、希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量は、放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスのガンマ線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式(2)で計算する。</p> $H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I (1)$ <p>R : 呼吸率 (m³/s)</p> <p>呼吸率Rは、事故期間が比較的短いことを考慮し、小児の呼吸率(活動時) 0.31m³/hを秒当りに換算して用いる。</p> <p>H_∞ : よう素 (I-131) を1Bq 吸入した場合の小児の実効線量 (1.6×10⁻⁷Sv/Bq)</p> <p>χ/Q : 相対濃度 (s/m³)</p> <p>Q I : 事故期間中のよう素の大气放出量 (Bq) (I-131 等価量-小児実効線量係数換算)</p> $H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} (2)$ <p>K : 空気吸収線量から実効線量への換算係数 (K=1Sv/Gy)</p> <p>D/Q : 相対線量 (Gy/Bq)</p> <p>Q_γ : 事故期間中の希ガスの大气放出量 (Bq) (ガンマ線実効エネルギー0.5MeV 換算値)</p> <p>h. 敷地境界における大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、地上放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度 (χ/Q) を8.2×10⁻⁵ (s/m³)、相対線量 (D/Q) を9.9×10⁻¹⁹ (Gy/Bq) とし、耐圧強化ベント系を用いる場合は、排気筒放出、実効放出</p>	<p>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> <p>g. 敷地境界における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量は、主蒸気隔離弁閉止後のよう素の内部被ばくによる実効線量を求める以下の式 (1) で、また、希ガスのγ線外部被ばくによる実効線量は、放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスのγ線外部被ばくによる実効線量を求める以下の式 (2) で計算する。</p> $H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \cdot \dots \cdot \dots \cdot \dots (1)$ <p>R : 呼吸率 (m³/s)</p> <p>呼吸率Rは、事故期間が比較的短いことを考慮し、小児の呼吸率(活動時) 0.31m³/hを秒当りに換算して用いる。</p> <p>H_∞ : よう素 (I-131) を1Bq吸入した場合の小児の実効線量 (1.6×10⁻⁷Sv/Bq)</p> <p>χ/Q : 相対濃度 (s/m³)</p> <p>QI : 事故期間中のよう素の大气放出量 (Bq) (I-131等価量-小児実効線量係数換算)</p> $H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} \cdot \dots \cdot \dots \cdot \dots (2)$ <p>K : 空気カーマから実効線量への換算係数 (K=1 Sv/Gy)</p> <p>D/Q : 相対線量 (Gy/Bq)</p> <p>Q_γ : 事故期間中の希ガスの大气放出量 (Bq) (γ線実効エネルギー0.5MeV換算値)</p> <p>h. 大気拡散条件については、格納容器フィルタベント系を用いる場合は、格納容器フィルタベント系排気口放出、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度 (χ/Q) を3.1×10⁻⁵s/m³、相対線量 (D/Q) を4.9×10⁻¹⁹Gy/Bqとする。</p>	<p>ッション・チェンバに放出される蒸気について、無機よう素のスクラビング効果を考慮している。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉には隣接する原子力事業所がないため、敷地境界で評価を実施。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根2号炉では格納容器フィルタベント排気</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>気筒放出, 実効放出継続時間1 時間の値として, 相対濃度 (χ/Q) は6.2×10^{-6} (s/m³), 相対線量 (D/Q) は1.2×10^{-19} (Gy/Bq) とする。</u></p> <p>i. サプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数は<u>10</u>, <u>格納容器圧力逃がし装置による除染係数は1,000</u>, <u>排気ガスに含まれるよう素を除去するためのよう素フィルタによる除染係数は50</u> とする。 (添付資料 2. 3. 1. 1)</p> <p>【ここまで】</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 (シユラウド内及びシユラウド内外) [※], 注水流量, 逃がし安全弁</p>	<p><u>継続時間1 時間の値として, 相対濃度 (χ/Q) は2.0×10^{-6} (s/m³), 相対線量 (D/Q) は8.0×10^{-20} (Gy/Bq) とする。</u></p> <p><u>また, 非居住区域境界における大気拡散条件については, 格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は, 地上放出, 実効放出継続時間1 時間の値として, 相対濃度 (χ/Q) を2.9×10^{-5} (s/m³), 相対線量 (D/Q) を4.0×10^{-19} (Gy/Bq) とし, 耐圧強化ベント系を用いる場合は, 排気筒放出, 実効放出継続時間1 時間の値として, 相対濃度 (χ/Q) は2.0×10^{-6} (s/m³), 相対線量 (D/Q) は8.1×10^{-20} (Gy/Bq) とする。</u></p> <p>i. <u>格納容器圧力逃がし装置による有機よう素の除染係数を50, 無機よう素の除染係数を100</u> とする。 (添付資料 2. 6. 2, 2. 6. 3, 2. 6. 4)</p> <p>(4) 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 (シユラウド内及びシユラウド内外) [*], 注水流量, 逃がし安全弁</p>	<p>i. サプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数は<u>5</u>, <u>格納容器フィルタベント系による無機よう素に対する除染係数は100</u>, <u>有機よう素に対する除染係数は50</u> とする。 (添付資料 2. 6. 2)</p> <p>(4) 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 (シユラウド内及びシユラウド内外) [※], 注水流量, 逃がし安全弁</p>	<p>口位置放出の風洞実験結果を使用して評価を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価条件の相違 <p>【東海第二】 島根2号炉には隣接する原子力事業所がないため, 敷地境界で評価を実施。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 <p>【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉では, SRP6. 5. 5 に基づく MARK-I 格納容器におけるサプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数を使用。</p> <p>【柏崎6/7】 柏崎の格納容器圧力逃がし装置は, 無機よう素と粒子状物質に対する除染係数が同じであるが, 島根2号炉では異なるため, 本シナリオで放出が想定される無機よう素に対する除染係数を記載。</p> <p>島根2号炉のフィルタ装置は Framatome 社製であり, 各種試験にて性能検証を行い, 妥当性を確認したDFを記載している。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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2.6.6 図から第2.6.11 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，<u>高出力燃料集合体</u>のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率，破断流量の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.6.12 図から第2.6.18 図に，格納容器圧力，格納容器温度，<u>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2.6.19 図から第2.6.22 図に示す。</u></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あわせて示す。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。<u>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。</u></p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後に外部電源喪失となり，<u>炉心流量急減信号</u>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自動起動に失敗し，<u>原子炉水位低（レベル1.5）</u>で高圧炉心注水系の自動起動に失敗し，<u>原子炉水位低（レベル1）</u>で残留熱除去系（低圧注水モード）の自動起動に失敗する。</p>	<p>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2.6-4 図から第2.6-9 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，破断流量の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.6-10 図から第2.6-16 図に，格納容器圧力，格納容器雰囲気温度，<u>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2.6-17 図から第2.6-20 図に示す。</u></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），<u>原子炉水位（狭帯域）</u>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，<u>原子炉水位（燃料域）</u>にて監視する。<u>原子炉水位（燃料域）はシュラウド内を計測している。</u></p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後に外部電源喪失となり，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，<u>原子炉水位異常低下（レベル2）</u>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，<u>低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）</u>の起動にも失敗する。</p>	<p>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2.6.2-1(1)図から第2.6.2-1(6)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，<u>平均出力燃料集合体</u>のボイド率，炉心下部プレナム部のボイド率，破断流量の推移及び燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第2.6.2-1(7)図から第2.6.2-1(13)図に，格納容器圧力，格納容器温度，<u>サブプレッション・プール水位及び水温の推移を第2.6.2-1(14)図から第2.6.2-1(17)図に示す。</u></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あわせて示す。なお，水位が燃料棒有効長頂部付近となった場合には，<u>原子炉水位計（燃料域）</u>にて監視する。<u>原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を計測している。</u></p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後に外部電源喪失となり，<u>原子炉水位低（レベル3）</u>信号が発生して原子炉がスクラムするが，<u>原子炉水位低（レベル2）</u>で原子炉隔離時冷却系の起動に失敗し，<u>格納容器圧力高（13.7kPa[gage]）</u>で高圧炉心スプレイ系，<u>低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水モード）</u>の起動にも失敗する。</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は，事象を厳しくする観点から，条件を設定している。</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7，東海第二】 島根2号炉は，格納容器圧力高信号による非常用炉心冷却系の自動起動失敗をもって機能喪失を確認する。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎6/7】</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>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。</u></p> <p>再循環ポンプについては、<u>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。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル 1.5）で全閉する。</u></p> <p>事象発生から<u>約 18 分後</u>に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 <u>8 個</u>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、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を開始する。</p> <p>原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、<u>有効燃料棒頂部を下回るが、低圧代替注水系（常設）</u>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</p>	<p><u>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。</u></p> <p>再循環系ポンプについては、<u>原子炉水位異常低下（レベル 2）で全台がトリップする。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。</u></p> <p>事象発生から <u>25 分後</u>に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁 <u>（自動減圧機能）7 個</u>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、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を開始する。</p> <p>原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、<u>燃料有効長頂部を下回るが、低圧代替注水系（常設）</u>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</p>	<p><u>また、格納容器圧力高（13.7kPa[gage]）及び原子炉水位低（レベル 1）での自動減圧系の動作は期待しない。</u></p> <p>再循環ポンプについては、<u>原子炉水位低（レベル 2）で 2 台全てトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位低（レベル 2）で全閉する。</u></p> <p>事象発生から <u>30 分後</u>に中央制御室からの遠隔操作によって <u>自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個</u>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、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水を開始する。</p> <p>原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、<u>燃料棒有効長頂部を下回るが、低圧原子炉代替注水系（常設）</u>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</p>	<p>ABWRとBWR-5の設備の相違。</p> <ul style="list-style-type: none"> 設備設計の相違 <ul style="list-style-type: none"> 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は、自動減圧系が作動するインターロックに低圧ECCS系の吐出圧力は条件となっていない。 解析条件の相違 <ul style="list-style-type: none"> 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、炉心冷却の観点から厳しくなる条件として、原子炉水位低でトリップすることとしている。 設備設計の相違 <ul style="list-style-type: none"> 【柏崎 6/7】 再循環ポンプの個数の相違。 運用の相違 <ul style="list-style-type: none"> 【柏崎 6/7，東海第二】 注水設備の準備時間の相違。 設備設計の相違 <ul style="list-style-type: none"> 【柏崎 6/7，東海第二】 急速減圧に必要な逃がし安全弁操作個数の相違。

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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、<u>低圧代替注水系（常設）</u>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><u>高出力燃料集合体</u>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。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、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による原子炉格納容器冷却及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による原子炉格納容器除熱を行う。</p> <p>原子炉格納容器除熱は、事象発生から<u>約 17 時間経過</u>した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時の<u>サプレッション・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）</u>に対して、<u>十分に低く</u>推移するため、<u>真空破壊装置</u>の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第 2.6.12 図</u>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、<u>約 821℃</u>に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、<u>高出力燃料集合体</u>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、<u>第 2.6.6 図</u>に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、<u>約 7.52MPa[gage]</u>以下に抑えられる。原子</p>	<p>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、<u>低圧代替注水系（常設）</u>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>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。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<u>格納容器内</u>に流入することで、格納容器圧力及び<u>雰囲気温度</u>は徐々に上昇する。そのため、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による格納容器冷却及び<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱を行う。</p> <p><u>格納容器除熱</u>は、事象発生から<u>約 28 時間経過</u>した時点で実施する。なお、<u>格納容器除熱時のサプレッション・プール水位は、真空破壊装置（約 15m）及びベントライン（約 15m）</u>に対して、<u>十分に低く</u>推移するため、<u>真空破壊装置</u>の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第 2.6-10 図</u>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、<u>約 616℃</u>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、<u>第 2.6-4 図</u>に示すとおり、逃がし安全弁（<u>安全弁機能</u>）の作動により、<u>約 7.79MPa [gage]</u>以下</p>	<p>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、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>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><u>平均出力燃料集合体</u>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。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<u>原子炉格納容器内</u>に流入することで、格納容器圧力及び<u>温度</u>は徐々に上昇する。そのため、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系</u>による原子炉格納容器除熱を行う。</p> <p>原子炉格納容器除熱は、事象発生から<u>約27時間経過</u>した時点で実施する。なお、原子炉格納容器除熱時の<u>サプレッション・プール水位は、真空破壊弁（約5.3m）及びベントライン（約9.1m）</u>に対して、<u>低く</u>推移するため、<u>真空破壊弁</u>の健全性は維持される。</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>燃料被覆管の最高温度は、<u>第 2.6.2-1(7)図</u>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、<u>約 779℃</u>に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、<u>平均出力燃料集合体</u>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、<u>第 2.6.2-1(1)図</u>に示すとおり、逃がし安全弁の作動により、<u>約 7.59MPa[gage]</u>以下に抑えられる。</p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、平均出力燃料集合体で P C T が発生している。 ・解析結果の相違【柏崎 6/7】 ・設備設計の相違【柏崎 6/7、東海第二】 真空破壊装置（弁）、ベントラインの高さの相違。 ・解析結果の相違【柏崎 6/7、東海第二】 ・解析結果の相違【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、平均出力燃料集合体で P C T が発生している。 ・解析条件の相違

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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、<u>約7.82MPa[gage]</u>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、<u>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</u>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、<u>約0.31MPa[gage]</u>及び<u>約144℃</u>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2.6.7図に示すとおり、<u>低圧代替注水系（常設）</u>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、<u>約17時間後に格納容器圧力逃がし装置等</u>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。 <u>(添付資料2.6.2)</u></p> <p><u>格納容器圧力逃がし装置等</u>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、<u>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「2.3.1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。</u></p> <p>なお、<u>LOCA時注水機能喪失においては、破断口より原子炉格納容器内に直接蒸気が排出されるものの、本評価では</u></p>	<p>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、<u>約8.09MPa[gage]</u>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、<u>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</u>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、<u>約0.31MPa[gage]</u>及び<u>約143℃</u>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2.6-5図に示すとおり、<u>低圧代替注水系（常設）</u>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、<u>約28時間後に格納容器圧力逃がし装置等</u>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><u>格納容器圧力逃がし装置</u>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<u>約4.1×10^{-1}mSv</u>であり、<u>5mSv</u>を下回る。また、<u>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6.2×10^{-1}mSv</u>であり、<u>5mSv</u>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。また、<u>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の非居住区域境界での実効線量の評価結果は約1.6×10^{-1}mSv</u>であり、<u>耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の非居住区域境界での実効線量の評価結果は約6.2×10^{-1}mSv</u>であることから、<u>5mSv</u>を下回る。</p>	<p>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、<u>約7.89MPa[gage]</u>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、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）による原子炉格納容器冷却及び格納容器フィルタベント系</u>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、<u>約384kPa[gage]</u>及び<u>約153℃</u>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2.6.2-1(2)図に示すとおり、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>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、<u>約27時間後に格納容器フィルタベント系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。</u> <u>(添付資料2.6.3)</u></p> <p><u>格納容器フィルタ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1.7×10^{-2}mSv</u>であり、<u>5mSv</u>を下回ることから、<u>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。</u></p>	<p>【東海第二】 島根2号炉は、逃がし弁機能での圧力制御を想定している。 ・解析結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【柏崎6/7】</p> <p>・解析結果の相違 【東海第二】 ・評価方針の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、本シナリオで評価を実施。（柏崎6/7では、「2.3.1全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG喪失)」で評価を実施）</p> <p>・評価方針の相違</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p><u>考慮していないが、原子炉格納容器内での自然沈着や格納容器スプレイによる除去に期待できるため、サブプレッション・チェンバ内でのスクラビング等による除染係数 (10) に対して遜色ない効果が得られるものとする。</u></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> <p>2. 6. 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>LOCA 時注水機能喪失では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧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、<u>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。</u></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. 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。 <u>(添付資料 2. 6. 3)</u></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</p>	<p>(添付資料 2. 6. 2, <u>2. 6. 5</u>)</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> <p>2. 6. 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>LOCA 時注水機能喪失では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧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、<u>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。</u></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. 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</p>	<p>(添付資料 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> <p>2. 6. 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>LOCA 時注水機能喪失では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧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、<u>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、低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水操作 (原子炉急速減圧操作開始)、格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による原子炉格納容器冷却操作及び格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱操作とする。</u></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. 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。 <u>(添付資料 2. 6. 4)</u></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</p>	<p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は、本シナリオで評価を実施。(柏崎 6/7 では、「2. 3. 1 全交流動力電源喪失 (外部電源喪失+DG 喪失)」で評価を実施)</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【柏崎 6/7】</p> <p>島根 2 号炉は、事象発生から 12 時間までの操作に限らず、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作を抽出。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>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, <u>第2.6.2表</u>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(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, <u>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</u>, 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>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, <u>第2.6-2表</u>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(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<u>雰囲気温度</u>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, <u>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</u>, 格納容器圧力並びに<u>格納容器雰囲気温度</u>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>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, <u>第2.6.2-1表</u>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40.6kW/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<u>温度</u>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, <u>サプレッション・プール水位</u>, 格納容器圧力及び<u>格納容器温度</u>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>備考</p> <p>・実績値の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・実績値の相違 【東海第二】 島根2号炉の最確条件を記載。</p> <p>・整理方針の相違 【柏崎6/7, 東海第二】 島根2号炉は, サプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを, サプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから, 記載していない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>事故条件の起因事象については、<u>非常用炉心冷却系のような大口径配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち、流出量が大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積 1cm²を設定している。</u></p> <p>なお、<u>第 2.6.23 図から第 2.6.25 図に示すとおり、CHASTE 解析によれば、破断面積が 5.6cm² までは、燃料被覆管破裂を回避することができ、原子炉急速減圧の開始時間は約 16 分後となる。本解析（破断面積が 1cm²）における原子炉急速減圧の開始時間は約 18 分後であり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</u></p> <p>破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されることから、運</p>	<p>事故条件の起因事象については、炉心冷却の観点で厳しい液相部配管の中で最大口径である再循環系配管を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積である<u>約 3.7 cm²</u>を設定している。</p> <p>なお、<u>第 2.6-21 図から第 2.6-24 図に示すとおり、S A F E R解析によれば、破断面積が約 9.5cm²までは、燃料被覆管破裂を回避することができる。原子炉急速減圧の開始時間は、状況判断の時間、<u>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</u>を考慮して設定しており、破断面積の違いの影響を受けないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</u></p> <p>破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む。）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、<u>給水・復水系</u>による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、<u>給水・復水系</u>による原子炉圧力容器への給水機能は維持されることから、運</p>	<p>事故条件の起因事象については、炉心冷却の観点で厳しい液相部配管の中で最大口径である再循環系配管を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積である<u>約 3.1cm²</u>を設定している。</p> <p>なお、<u>第 2.6.3-1(1)図から第 2.6.3-1(4)図に示すとおり、S A F E R解析によれば、破断面積が約 4.2cm²までは、燃料被覆管破裂を回避することができる。原子炉急速減圧の開始時間は、状況判断の時間、<u>常設代替交流電源設備及び低圧原子炉代替注水系（常設）の準備時間</u>を考慮して設定しており、破断面積の違いの影響を受けないことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</u></p> <p>破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、<u>給復水系</u>による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、<u>給復水系</u>による原子炉圧力容器への給水機能は維持されることから、運</p>	<p>・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は、液相部配管の中で最大口径の P L R 配管に対して破裂発生防止が可能な範囲で事象進展を代表できる破断面積を設定。</p> <p>・評価方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、燃料被覆管破裂を回避できる破断面積を S A F E R により確認している。</p> <p>・記載方針の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、状況判断の時間の中に、高圧・低圧注水機能喪失の確認時間を含めており、記載表現は異なるものの実質的な相違はない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の<u>低圧代替注水系(常設)</u>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 style="text-align: right;">(添付資料 2.6.3)</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 <u>42kW/m 以下</u>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ることから、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、<u>格納容器容積(ウェットウエル)の空間部及び液相部</u>、<u>サブプレッション・チェンバ・プール水位</u>、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>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<u>低圧代替注水系(常設)</u>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 style="text-align: right;">(添付資料 2.6.1, 2.6.6)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の最大線出力密度は、解析条件の 44.0kW/m に対して最確条件は約 <u>33kW/m～約 41kW/m</u>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 <u>31Gwd/t</u>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、<u>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</u>、<u>サブプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力並びに<u>格納容器雰囲気温度</u>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>転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>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 style="text-align: right;">(添付資料 2.6.4)</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 <u>40.6kW/m 以下</u>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 <u>30Gwd/t</u>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、<u>サブプレッション・プール水位</u>、格納容器圧力及び<u>格納容器温度</u>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>備考</p> <p>・実績値の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉の最確条件を記載。</p> <p>・実績値の相違 【東海第二】 島根 2 号炉の最確条件を記載。</p> <p>・整理方針の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2 号炉は、サブプレッション・チェンバの空間部及び液相部のゆらぎを、サブプレッション・プール水位のゆらぎで代表させていることから、記載していない。</p>

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>事故条件の起因事象については、<u>非常用炉心冷却系のような大口径配管を除いた中小配管（計測配管を除く）のうち、流出量が大きくなる箇所として有効燃料棒頂部より低い位置にある配管を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積 1cm²を設定している。</u></p> <p>なお、<u>第 2.6.23 図から第 2.6.25 図</u>に示すとおり、<u>CHASTE 解析</u>によれば、破断面積が <u>5.6cm²</u>までは、燃料被覆管破裂を回避することができ、燃料被覆管の最高温度は約 <u>886℃</u>となる。</p> <p>破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、給復水系による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、給復水系による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>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>事故条件の起因事象については、炉心冷却の観点で厳しい液相部配管の中で最大口径である再循環系配管を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積である約 <u>3.7 cm²</u>を設定している。</p> <p>なお、<u>第 2.6-21 図から第 2.6-24 図</u>に示すとおり、<u>SAFER 解析</u>によれば、破断面積が約 <u>9.5cm²</u>までは、燃料被覆管破裂を回避することができ、燃料被覆管の最高温度は約 <u>842℃</u>となる。</p> <p>破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む。）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、<u>給水・復水系</u>による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、<u>給水・復水系</u>による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>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>事故条件の起因事象については、炉心冷却の観点で厳しい液相部配管の中で最大口径である再循環系配管を選定し、破断面積は、炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の事象進展の特徴を代表できる破断面積約 <u>3.1cm²</u>を設定している。</p> <p>なお、<u>第 2.6.3-1(1)図から第 2.6.3-1(4)図</u>に示すとおり、<u>SAFER 解析</u>によれば、破断面積が約 <u>4.2cm²</u>までは、燃料被覆管破裂を回避することができ、燃料被覆管の最高温度は約 <u>817℃</u>となる。</p> <p>破断面積が大きく、炉心損傷（燃料被覆管破裂を含む）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。</p> <p>事故条件の外部電源の有無については、事象進展を厳しくする観点から、<u>給復水系</u>による給水がなくなり、原子炉水位の低下が早くなる外部電源がない状態を設定している。なお、外部電源がある場合は、<u>給復水系</u>による原子炉圧力容器への給水機能は維持されるため、事象進展が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>機器条件の<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>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>・解析条件の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は、液相部配管の中で最大口径の P L R 配管に対して破裂発生防止が可能な範囲で事象進展を代表できる破断面積を設定。</p> <p>・評価方針の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、燃料被覆管破裂を回避できる破断面積を S A F E R により確認している。</p>