

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>・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】</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>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 1691 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(°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(°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="1765 892 2463 1123"> <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 122</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の温度の最大値 (サブプレッション・プール水温 (°C))</td> <td>約 100</td> <td>約 110</td> <td>200°C (格納容器限界温度)未滿</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 122	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の温度の最大値 (サブプレッション・プール水温 (°C))	約 100	約 110	200°C (格納容器限界温度)未滿	<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(°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 122	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の温度の最大値 (サブプレッション・プール水温 (°C))	約 100	約 110	200°C (格納容器限界温度)未滿																																																																								

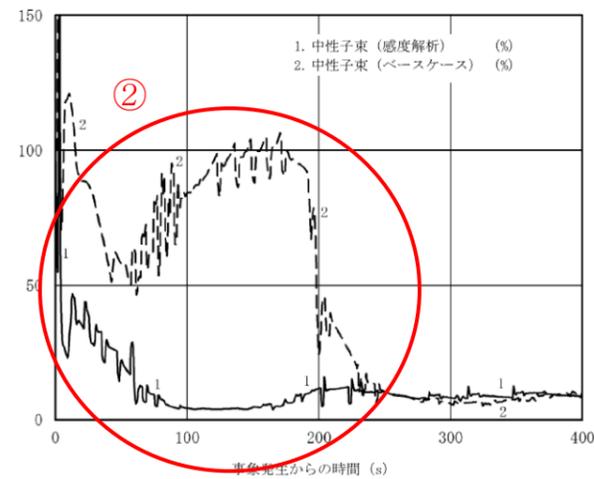


図1 中性子束の推移 (事象発生から 400 秒後まで)

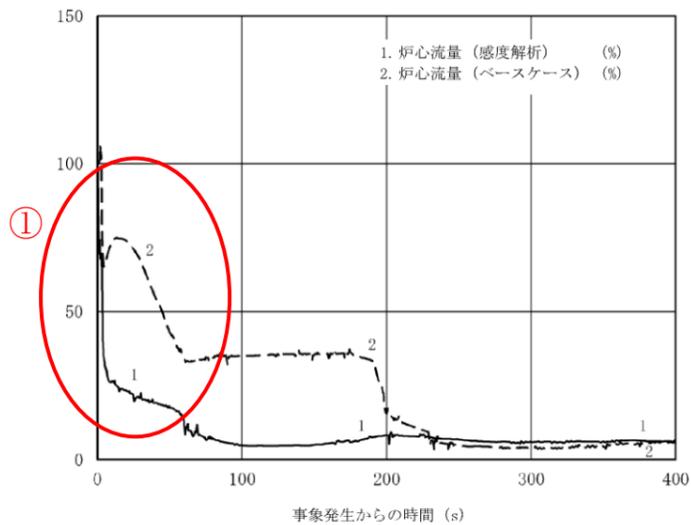
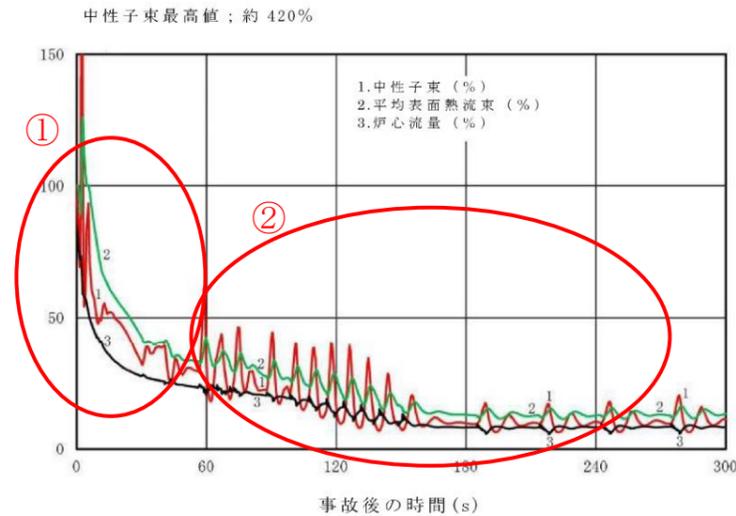


図2 炉心流量の推移 (事象発生から 400 秒後まで)



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)

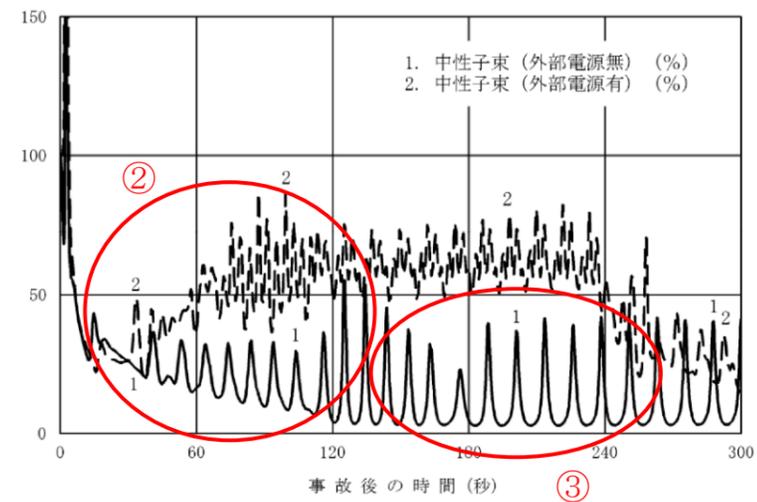


図1 外部電源がない場合の中性子束の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

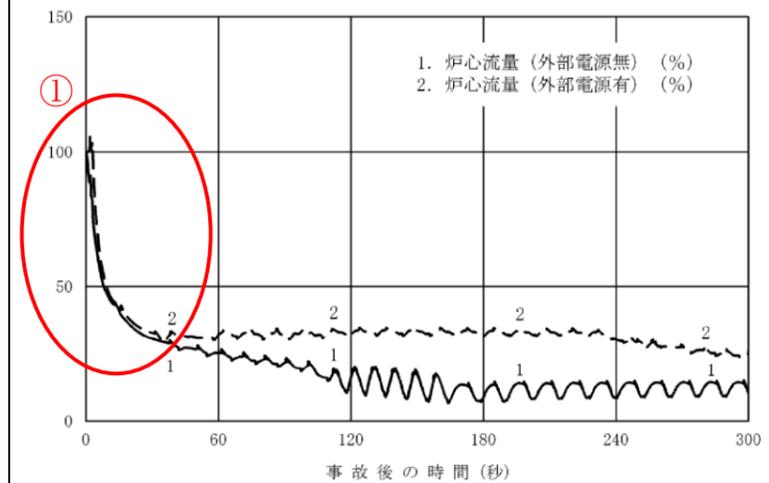


図2 外部電源がない場合の炉心流量の推移 (事象発生から 300 秒後まで)

・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。

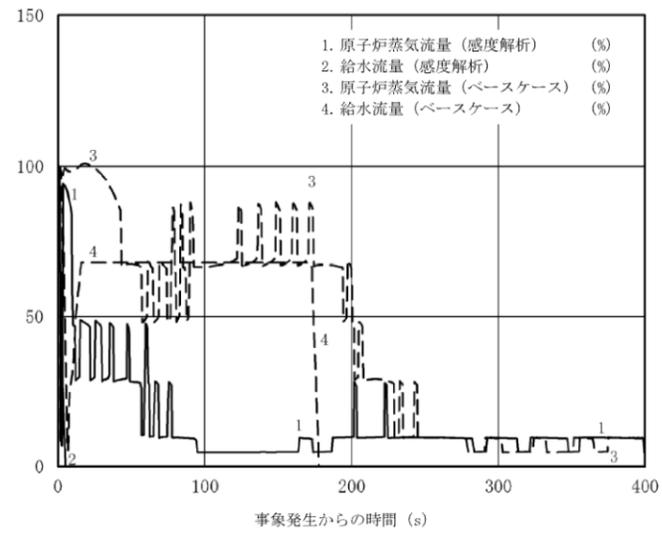


図3 原子炉蒸気流量、給水流量の推移
(事象発生から400秒後まで)

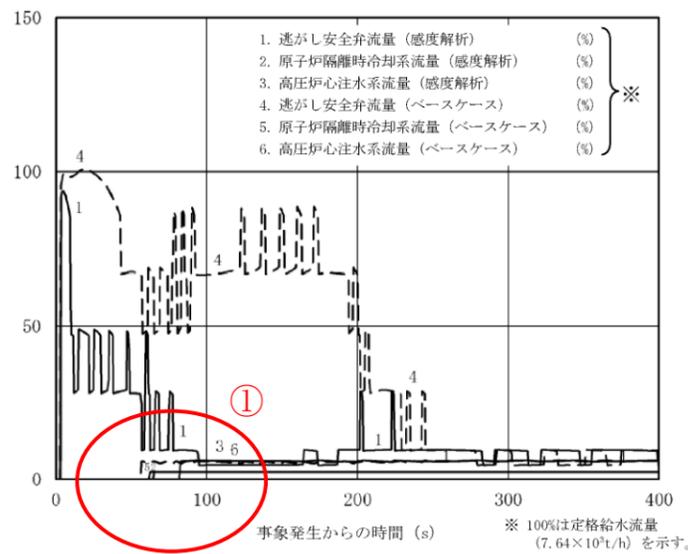
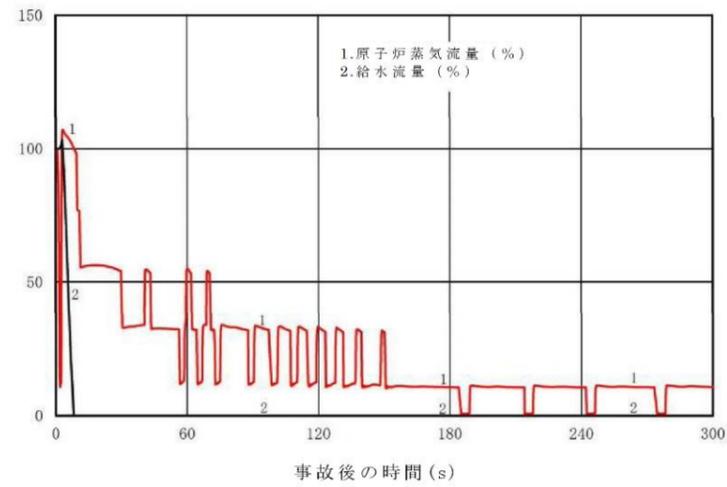
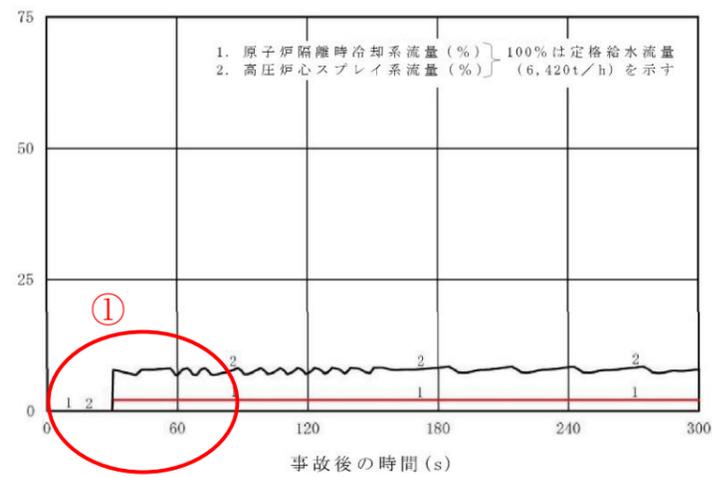


図4 逃がし安全弁、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心注水系の
流量の推移 (事象発生から400秒後まで)



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)

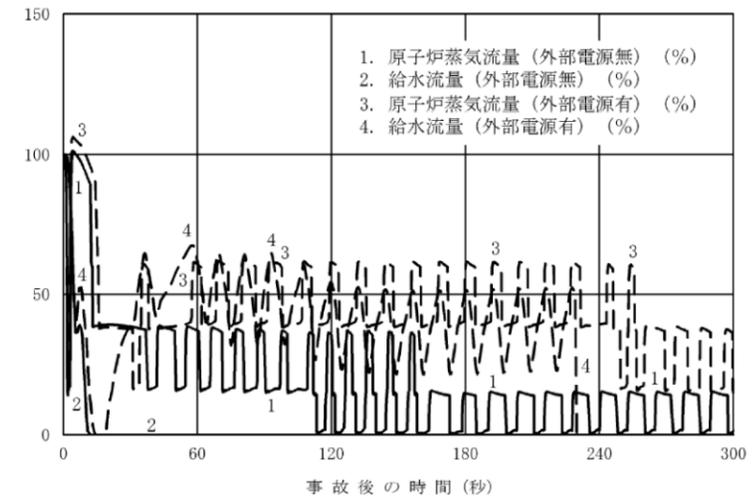


図3 外部電源がない場合の原子炉蒸気流量、給水流量の推移
(事象発生から300秒後まで)

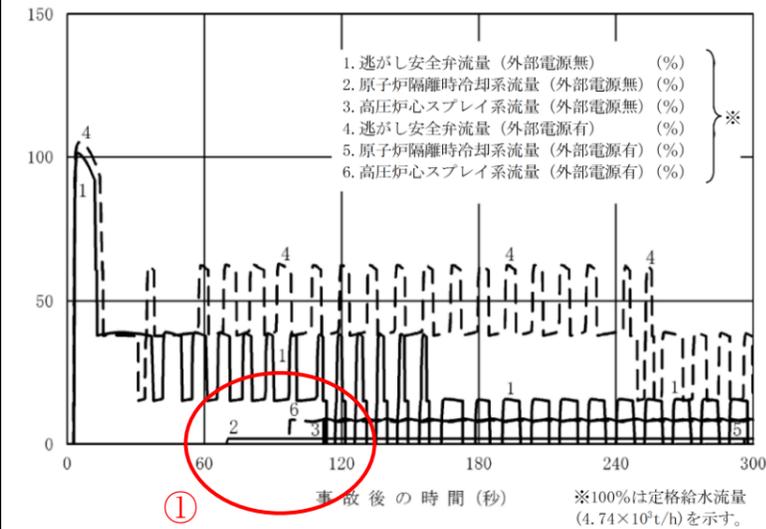


図4 外部電源がない場合の逃がし安全弁、原子炉隔離時冷却系、
高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (事象発生から300秒後まで)

・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。

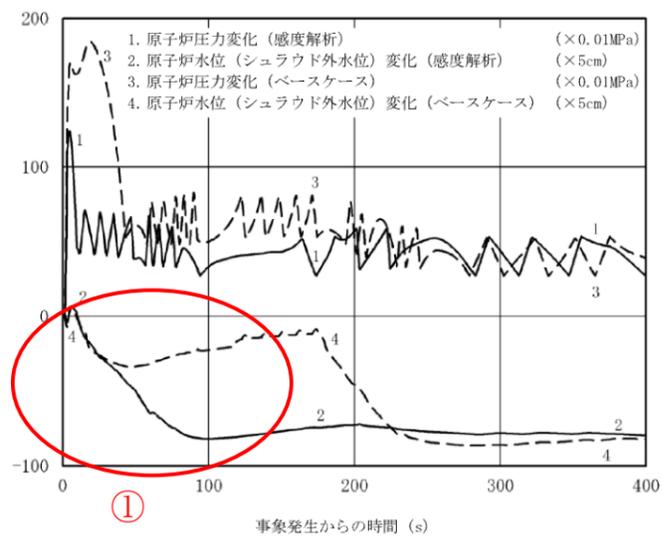
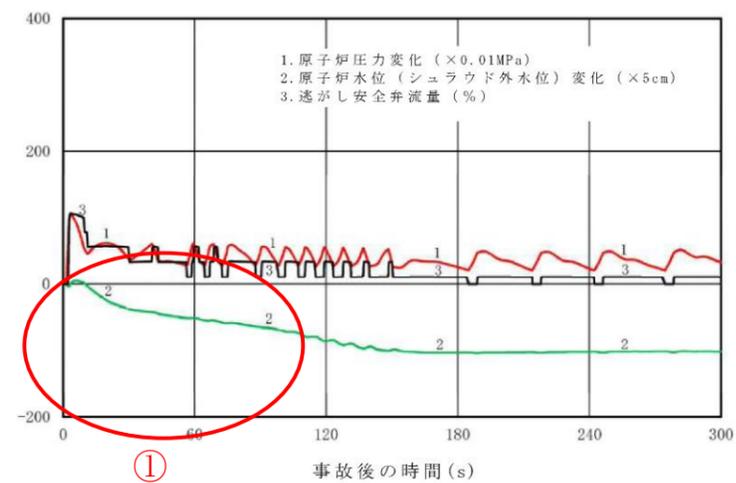
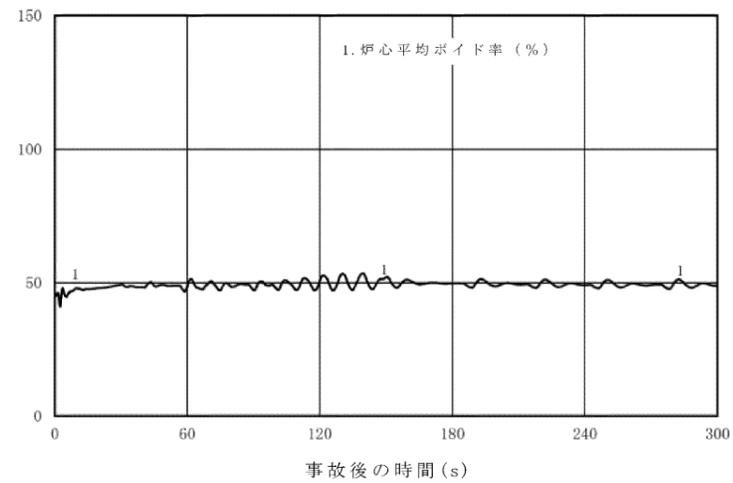


図5 原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）の推移
(事象発生から400秒後まで)



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）

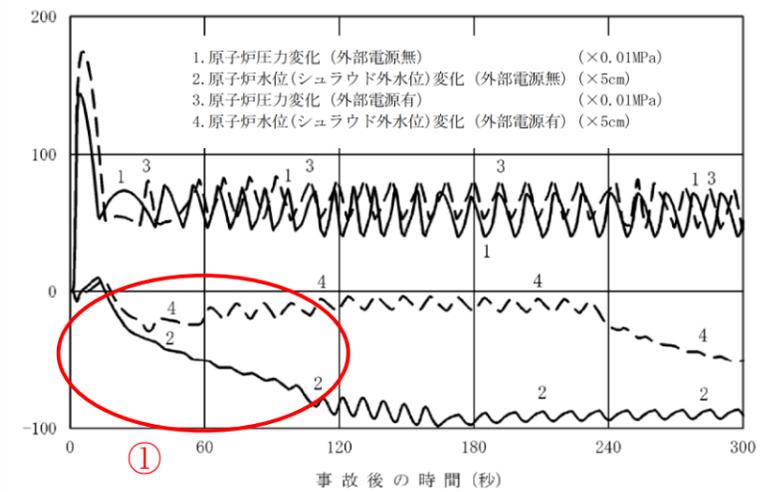


図5 外部電源がない場合の原子炉圧力、原子炉水位（シュラウ
ド外水位）の推移（事象発生から300秒後まで）

・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。

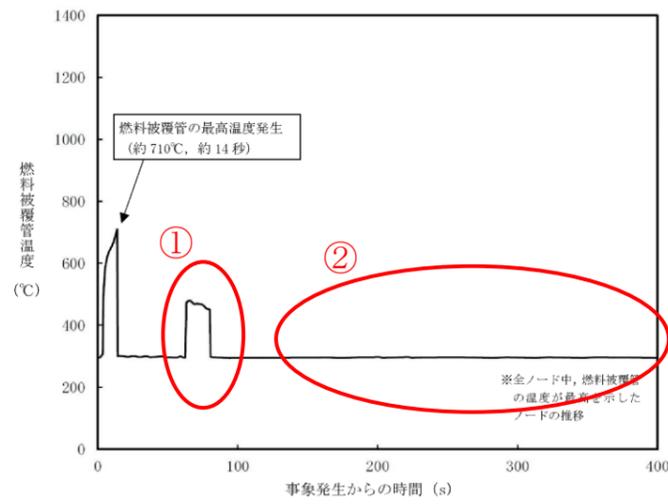
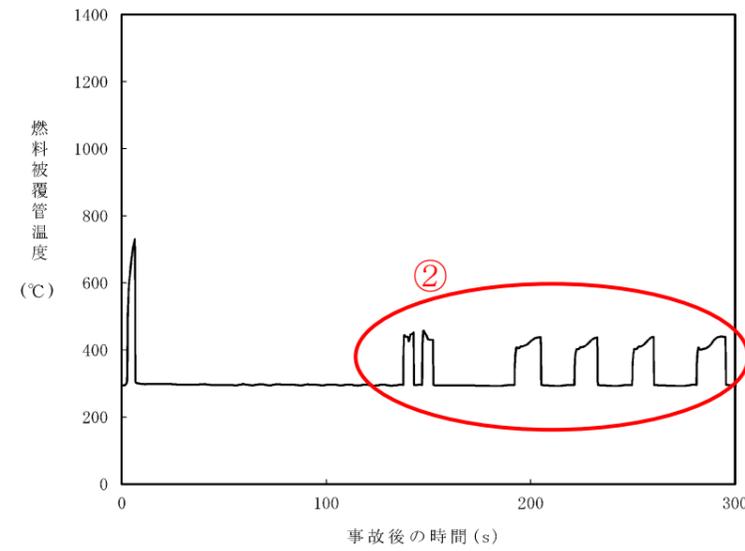


図6 燃料被覆管温度^{*}の推移
(15ノード, 事象発生から400秒後まで)



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)

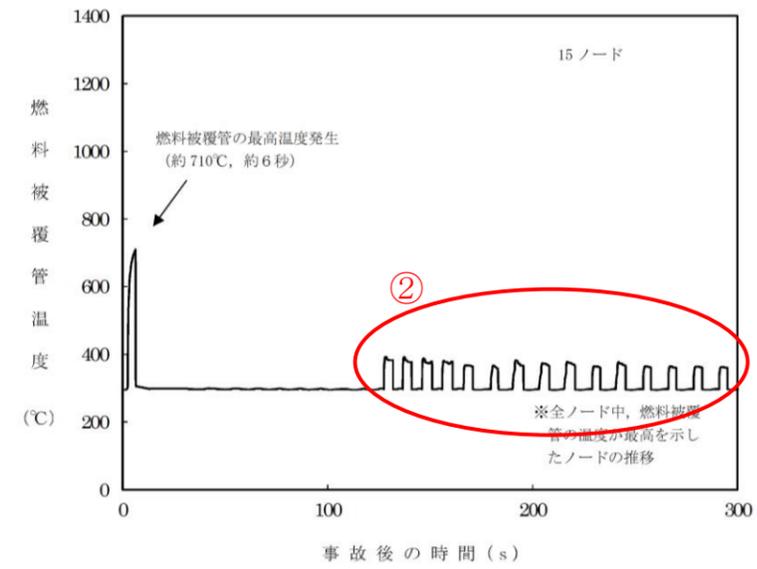


図6 外部電源がない場合の燃料被覆管温度^{*}の推移
(15ノード, 事象発生から300秒後まで)

- ・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。

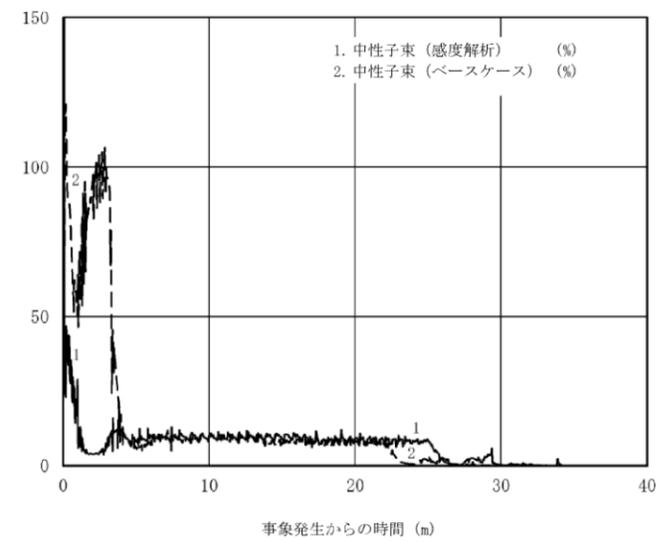


図7 中性子束の推移 (事象発生から40分後まで)

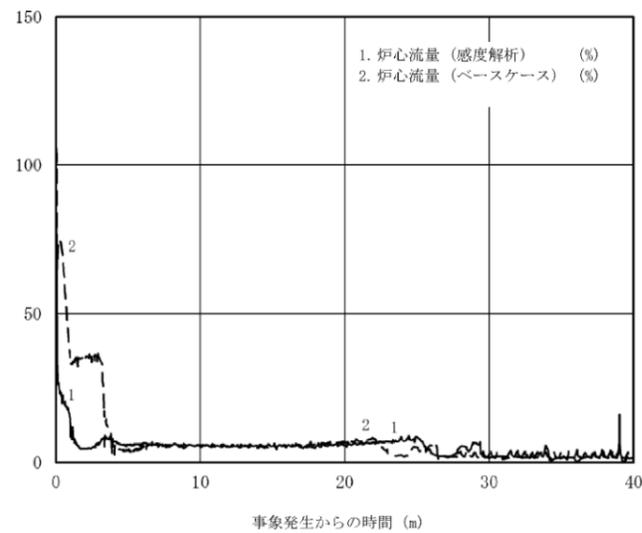
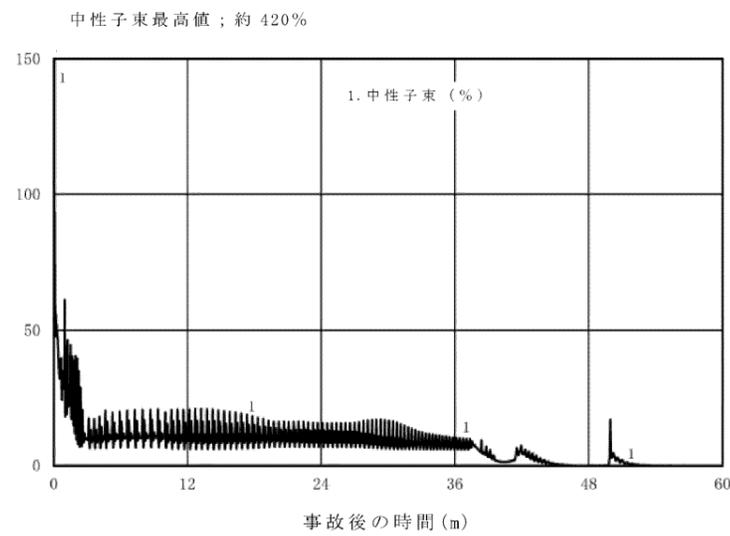
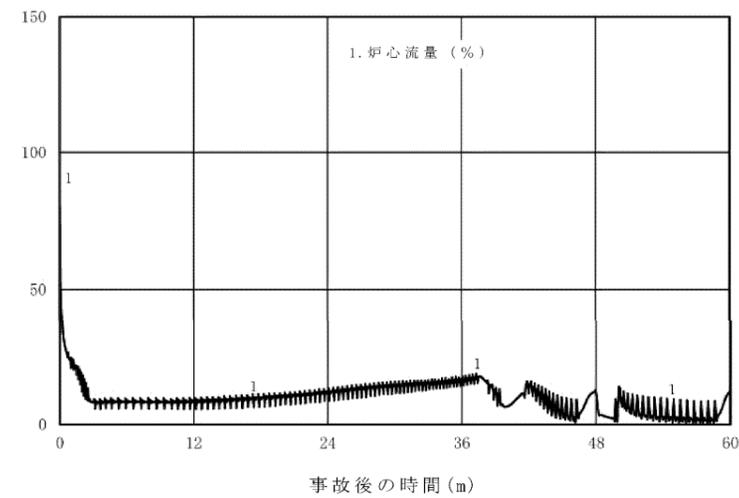


図8 炉心流量の推移 (事象発生から40分後まで)



第7図 中性子束の推移 (長期)



第8図 炉心流量の推移

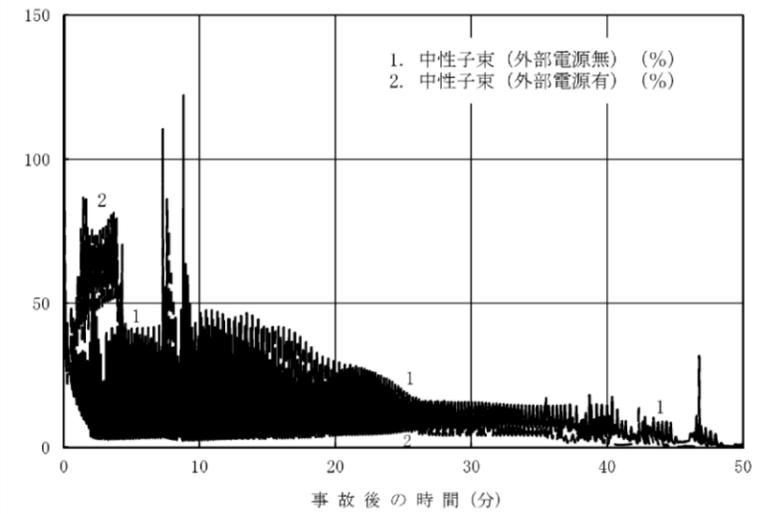


図7 外部電源がない場合の中性子束の推移 (事象発生から50分後まで)

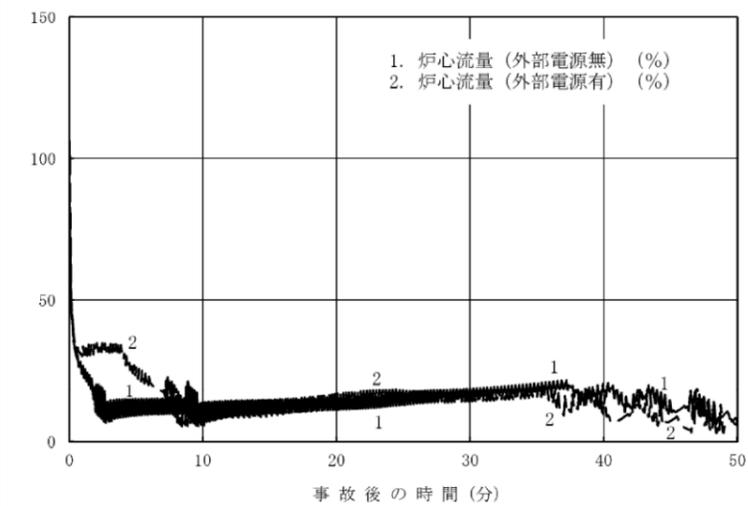


図8 外部電源がない場合の炉心流量の推移 (事象発生から50分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

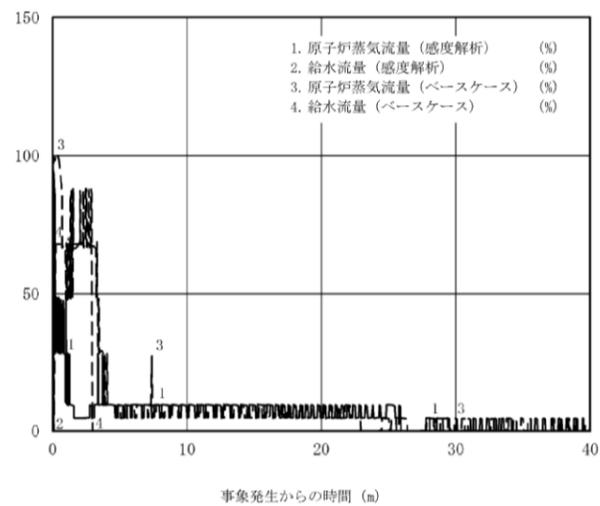
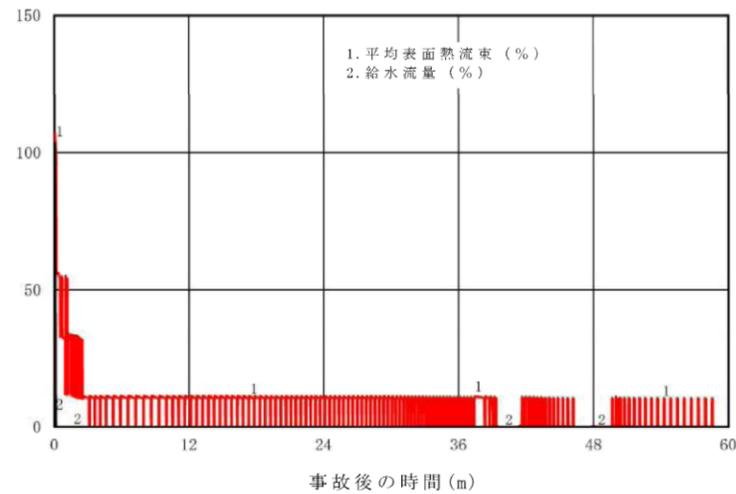


図9 原子炉蒸気流量，給水流量の推移
(事象発生から40分後まで)



第9図 給水流量及び平均表面熱流束の推移(長期)

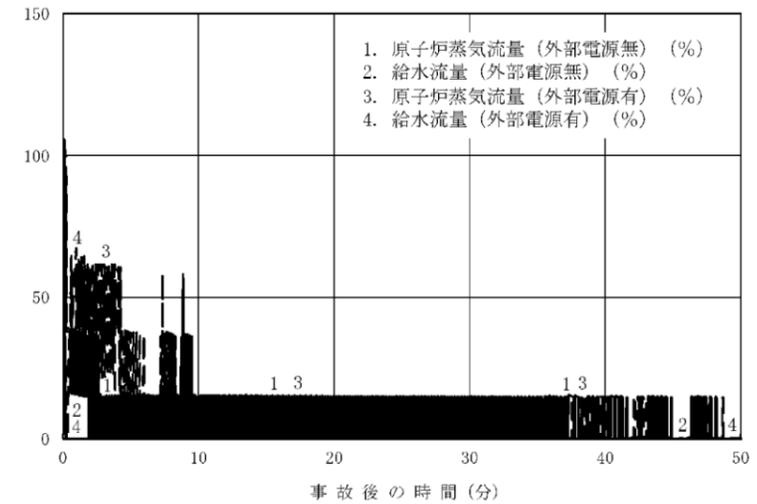


図9 外部電源がない場合の原子炉蒸気流量，給水流量の推移
(事象発生から50分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎6/7，東海第二】

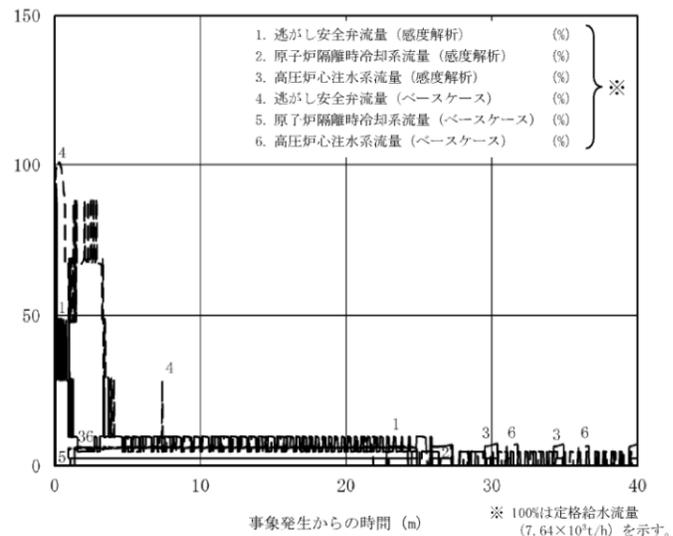
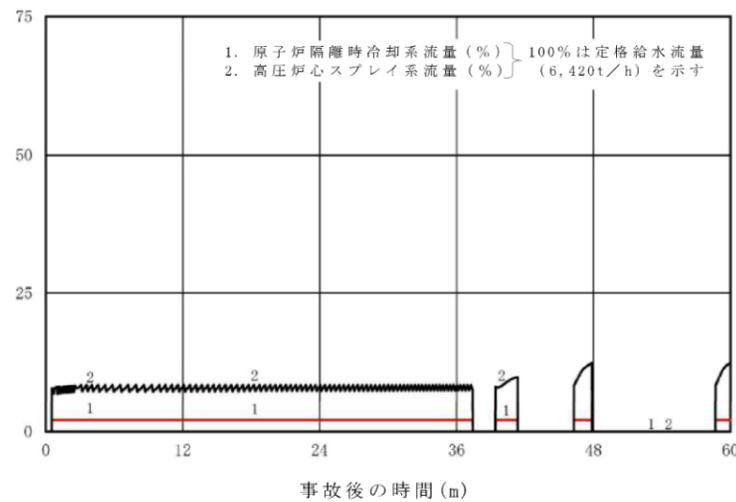


図10 逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系，高圧炉心注水系の
流量の推移(事象発生から40分後まで)



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)

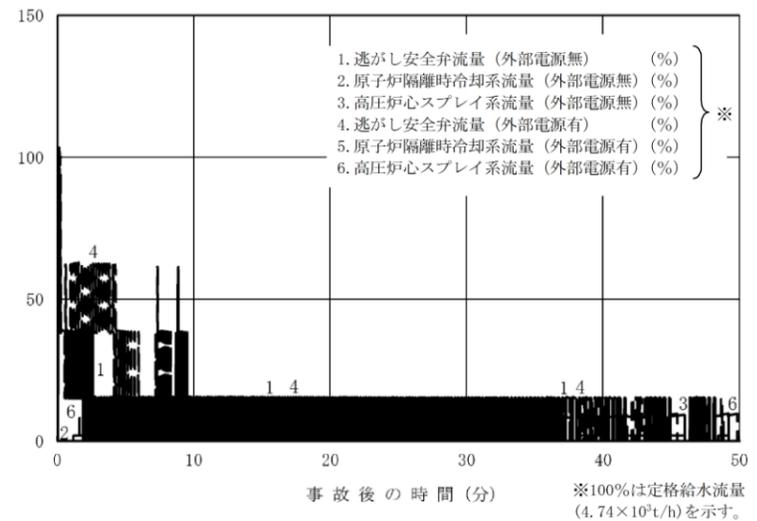


図10 外部電源がない場合の逃がし安全弁，原子炉隔離時冷却系，
高圧炉心スプレイ系の流量の推移(事象発生から50分後まで)

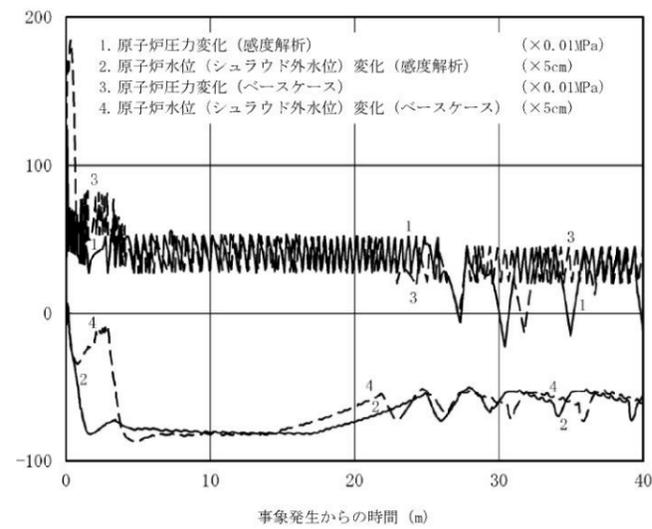
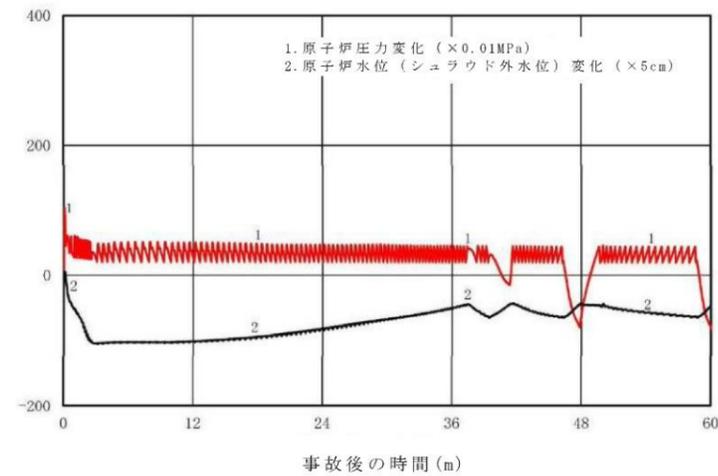
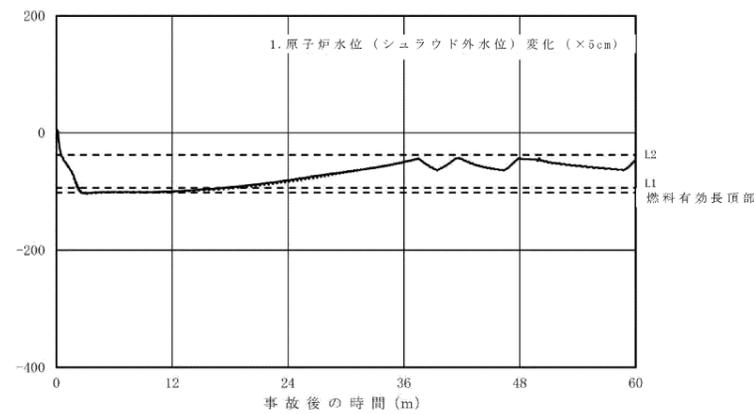


図 11 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から40分後まで)



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)

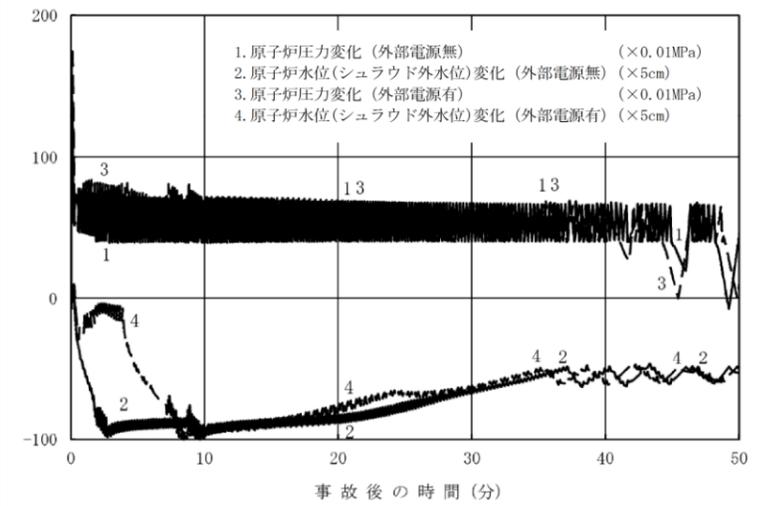


図 11 外部電源がない場合の原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から 50 分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

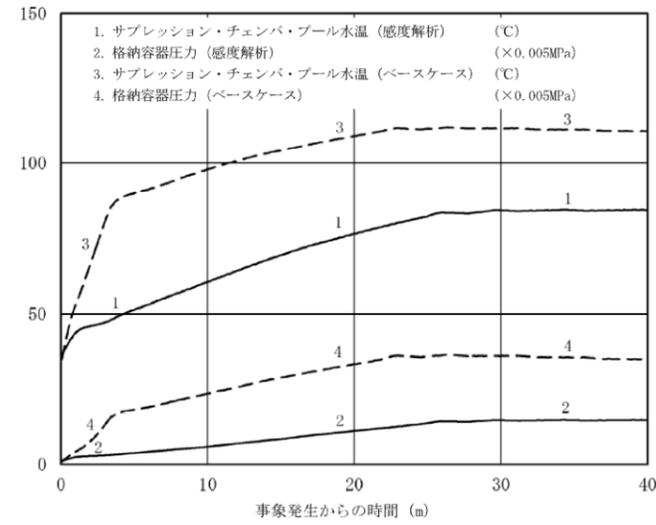
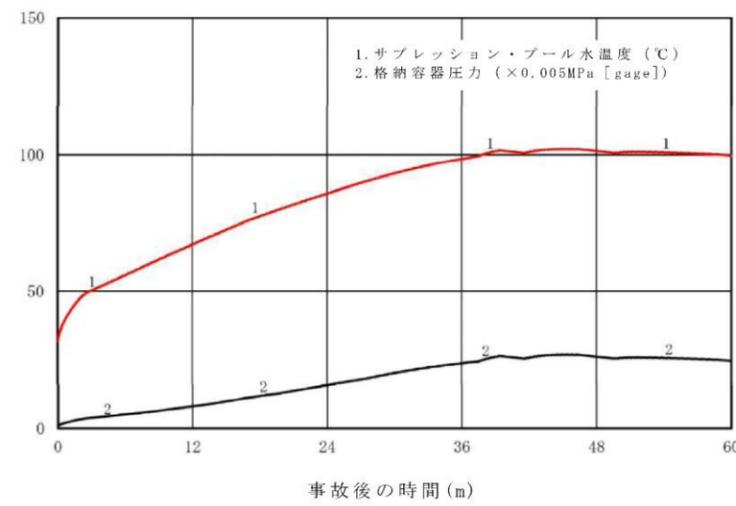


図12 サブレーション・チェンバ・プール水温、格納容器圧力の推移 (事象発生から40分後まで)



第13図 サブレーション・プール水温度及び格納容器圧力の推移 (長期)

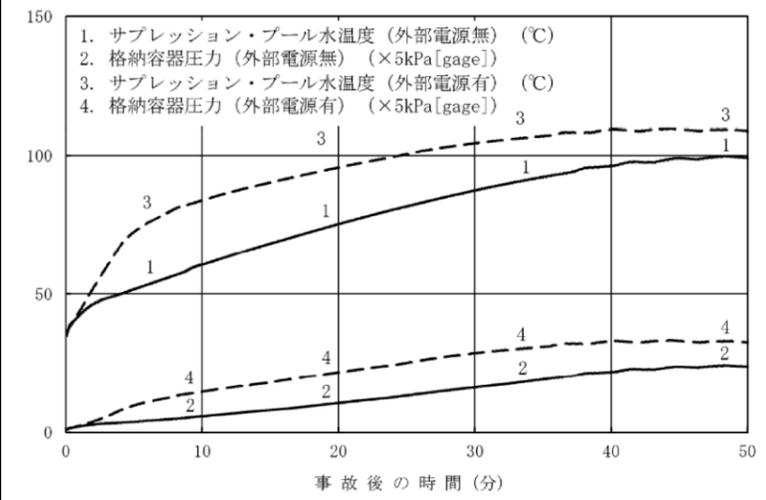


図12 外部電源がない場合のサブレーション・プールの水温度、格納容器圧力の推移 (事象発生から50分後まで)

・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<u>90%</u>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 1432 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</u>と考える。</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<u>85%</u>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="1804 1432 2439 1747"> <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 170</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>	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 170	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>・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 170	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																																																								

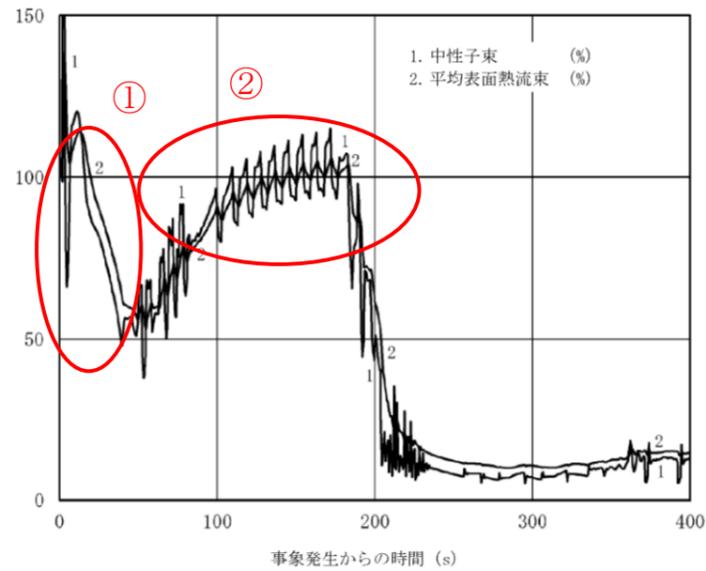


図1 中性子束, 平均表面熱流束の推移
(事象発生から400秒後まで)

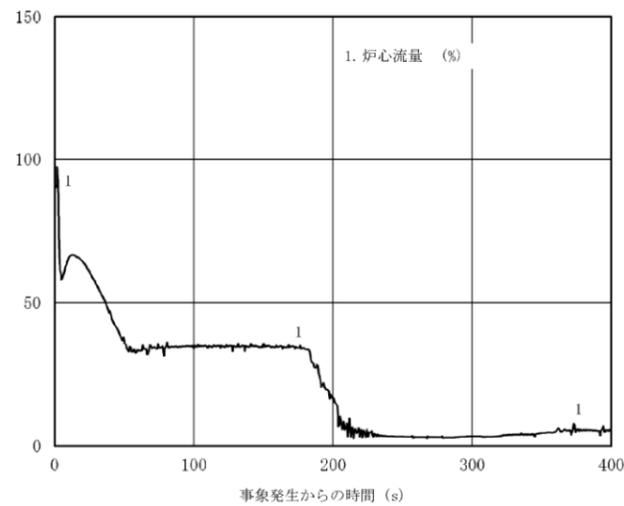


図2 : 炉心流量の推移 (事象発生から400秒後まで)

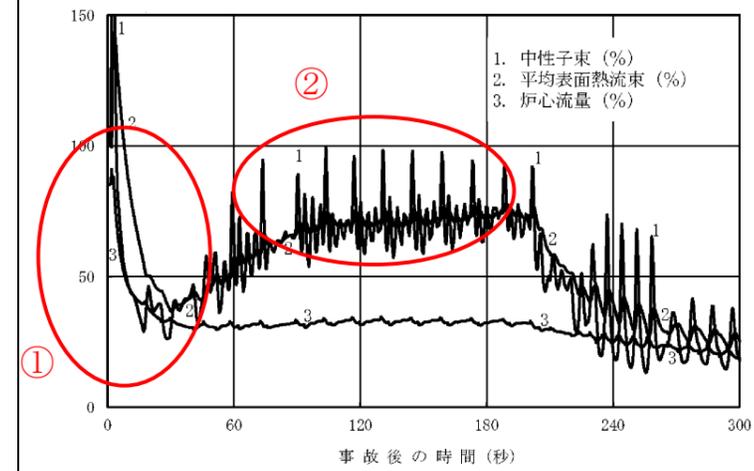


図1 初期炉心流量85%の場合の中性子束, 平均表面熱流束, 炉心流量の推移 (事象発生から300秒後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
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。

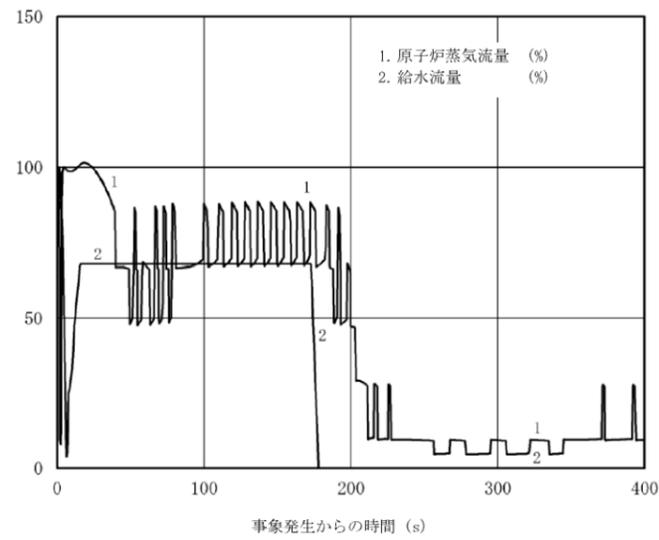


図3 原子炉蒸気流量, 給水流量の推移
(事象発生から400秒後まで)

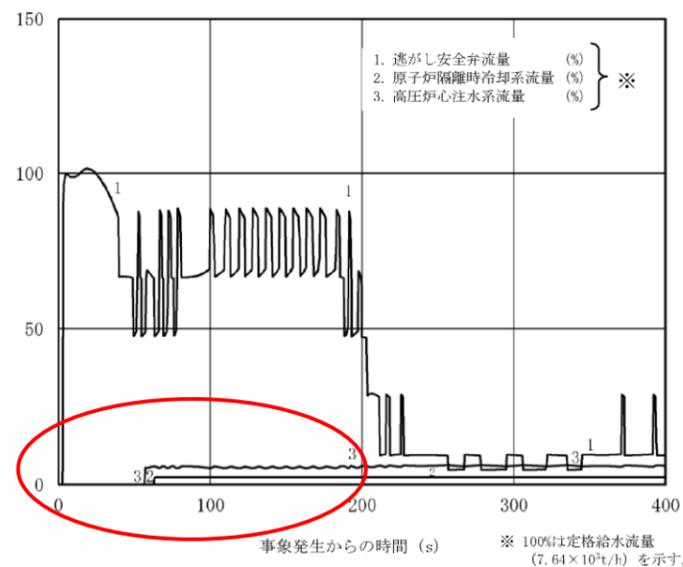


図4 逃がし安全弁, 原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心注水系の
流量の推移 (事象発生から400秒後まで)

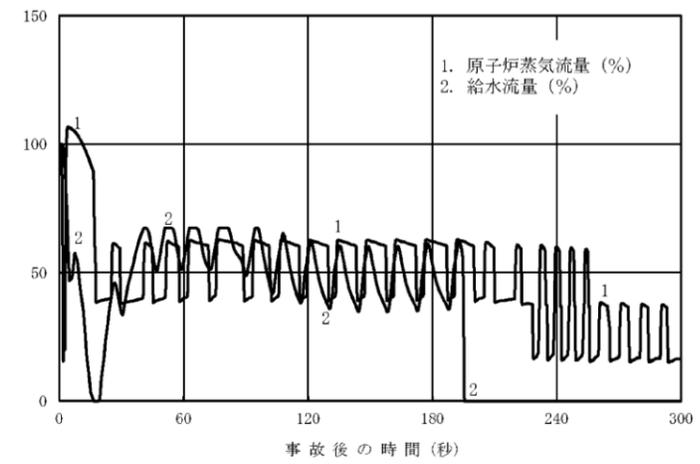


図2 初期炉心流量85%の場合の原子炉蒸気流量, 給水流量の推移
(事象発生から300秒後まで)

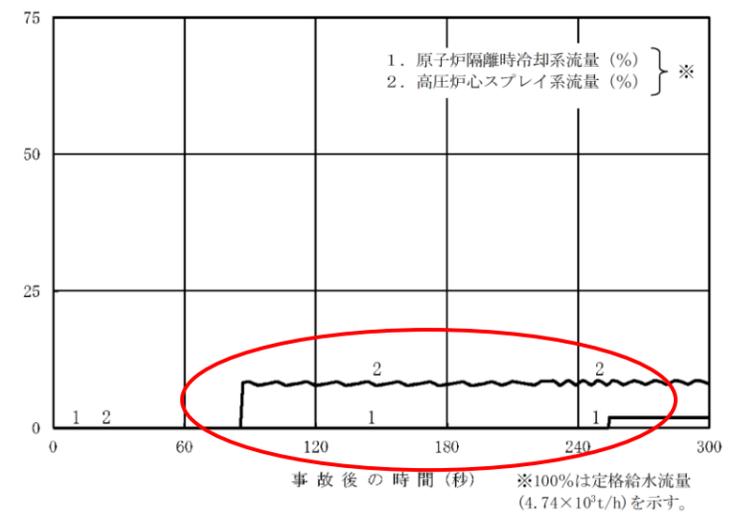


図3 初期炉心流量85%の場合の原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心
スプレイ系の流量の推移 (事象発生から300秒後まで)

・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。

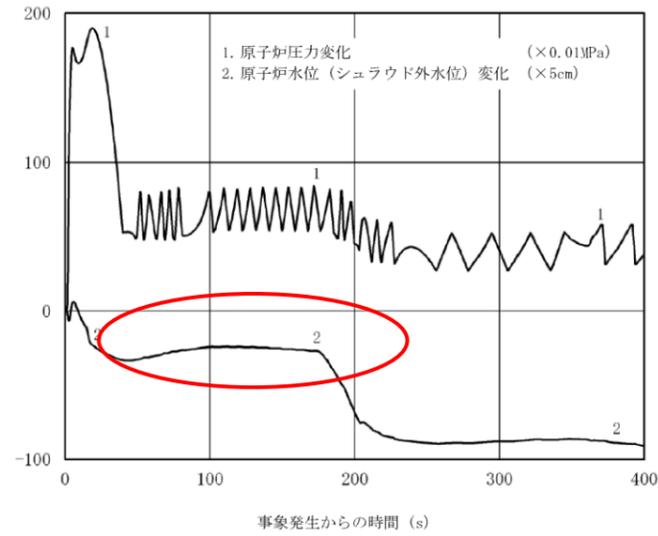


図5 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移
(事象発生から400秒後まで)

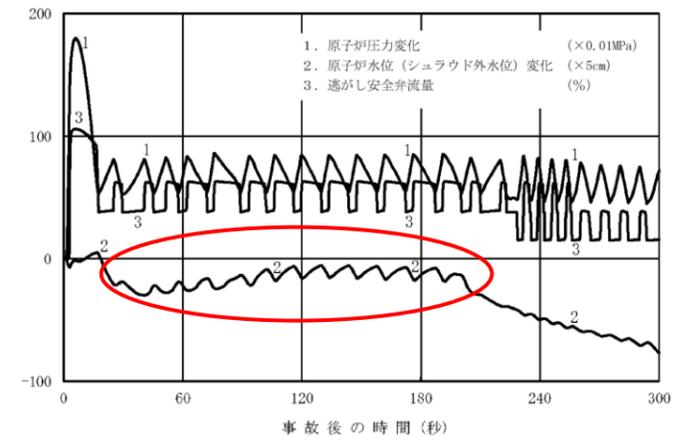


図4 初期炉心流量85%の場合の原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位), 逃がし安全弁流量の推移 (事象発生から300秒後まで)

・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。

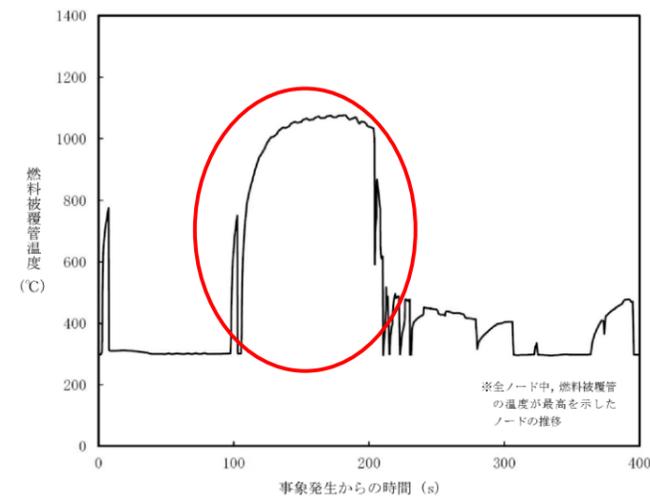


図6 燃料被覆管温度*の推移
(15ノード, 事象発生から400秒後まで)

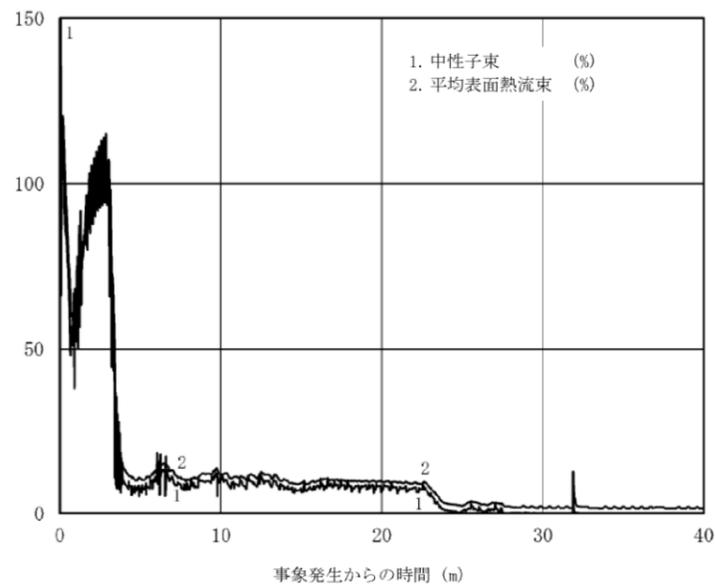


図7 中性子束, 平均表面熱流束の推移
(事象発生から40分後まで)

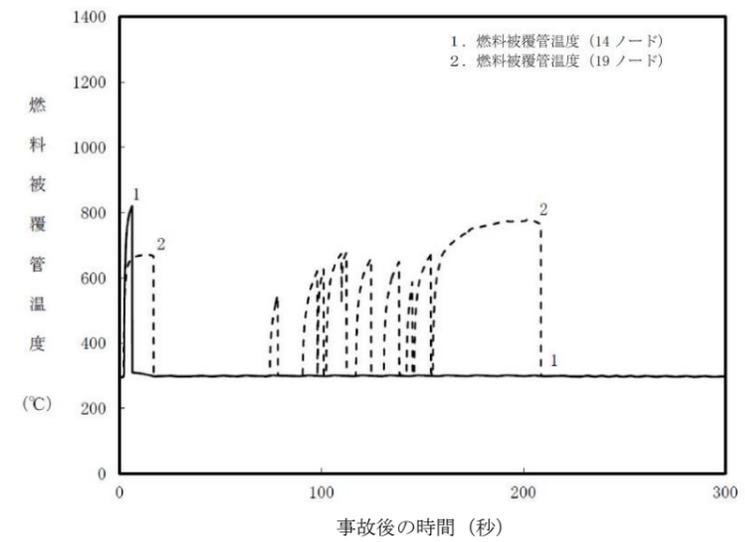


図5 初期炉心流量85%の場合の燃料被覆管温度の推移
(14・19ノード, 事象発生から300秒後まで)

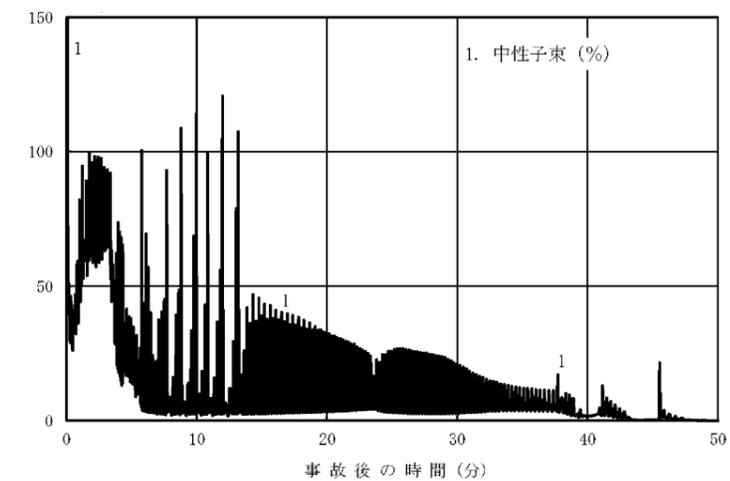


図6 初期炉心流量85%の場合の中性子束の推移
(事象発生から50分後まで)

・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】

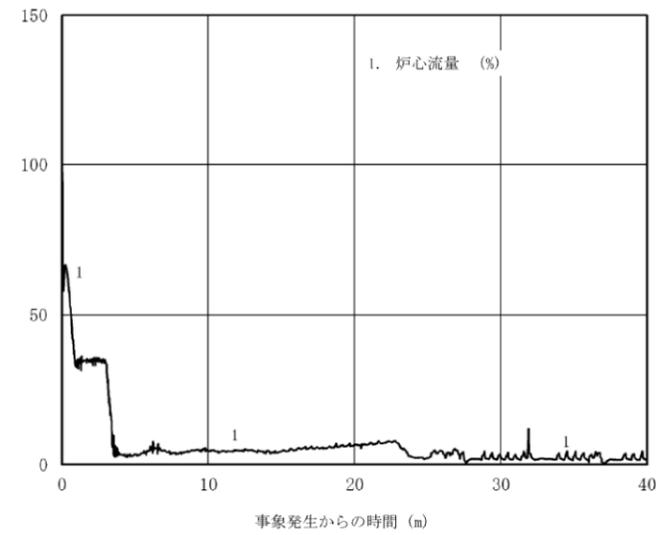


図8 炉心流量の推移 (事象発生から40分後まで)

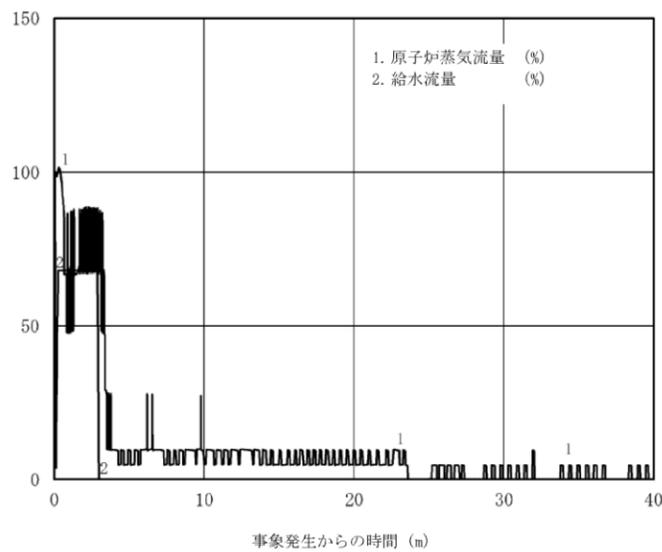


図9 原子炉蒸気流量, 給水流量の推移
(事象発生から40分後まで)

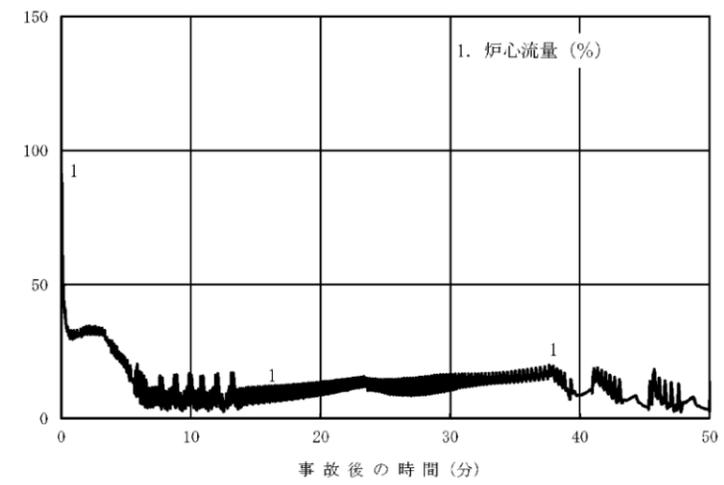


図7 初期炉心流量85%の場合の炉心流量の推移 (事象発生から
50分後まで)

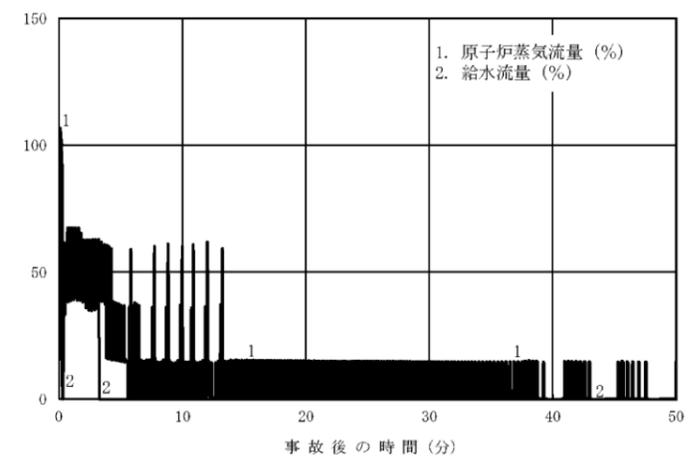


図8 初期炉心流量85%の場合の原子炉蒸気流量,
給水流量の推移 (事象発生から50分後まで)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7】

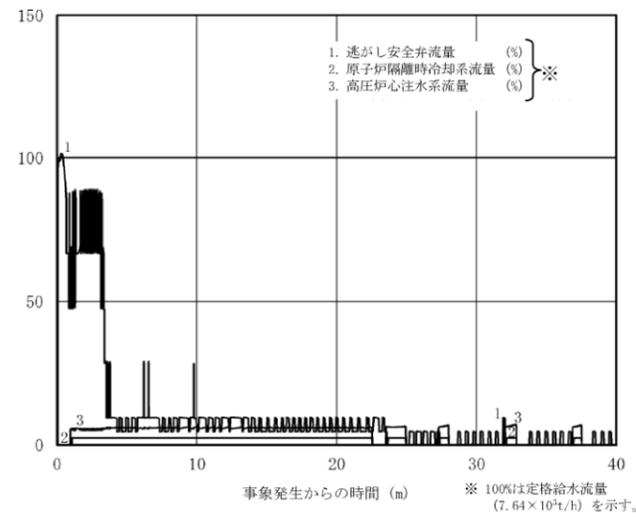


図10 逃がし安全弁, 原子炉隔離時冷却系, 高压炉心注水系の流量の推移 (事象発生から40分後まで)

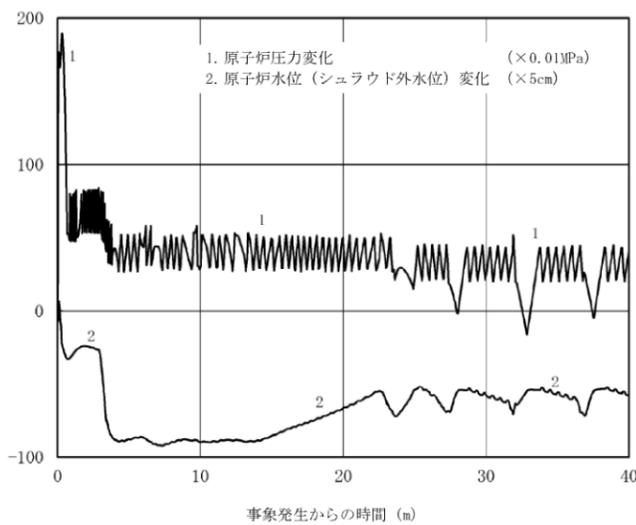


図11 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から40分後まで)

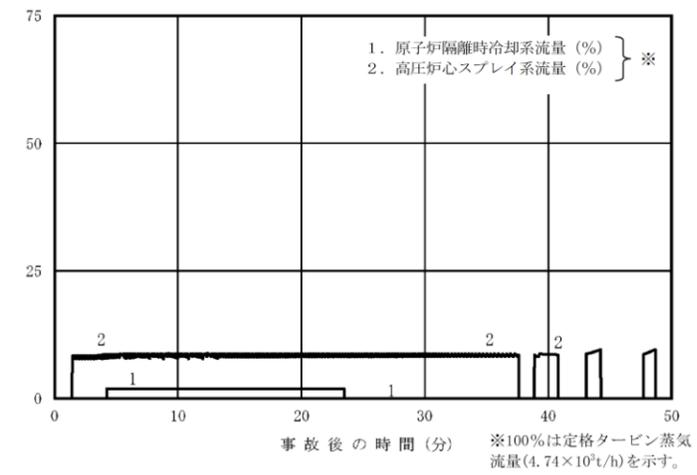


図9 初期炉心流量85%の場合の原子炉隔離時冷却系, 高压炉心スプレイ系の流量の推移 (事象発生から50分後まで)

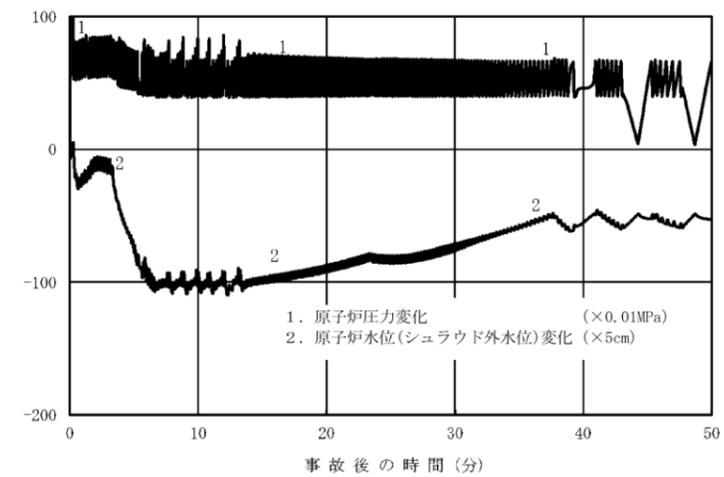


図10 初期炉心流量85%の場合の原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から50分後まで)

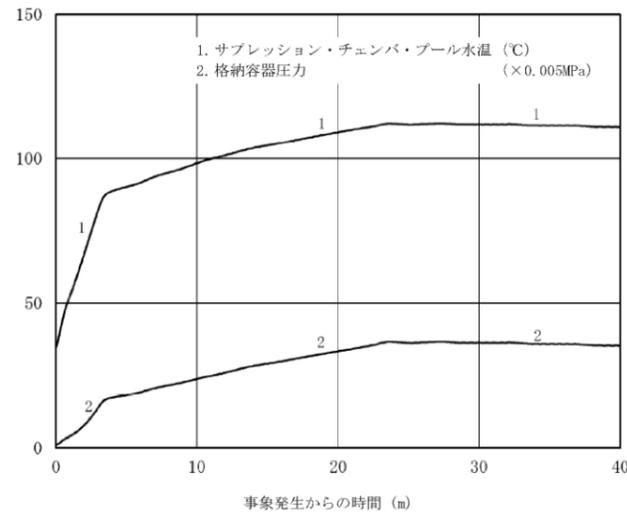


図12 サプレッション・チェンバ・プール水温，格納容器圧力の推移（事象発生から40分後まで）

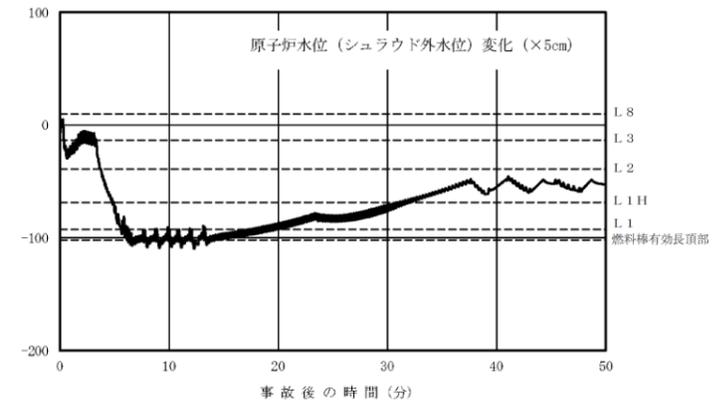


図11 初期炉心流量85%の場合の原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（事象発生から50分後まで）

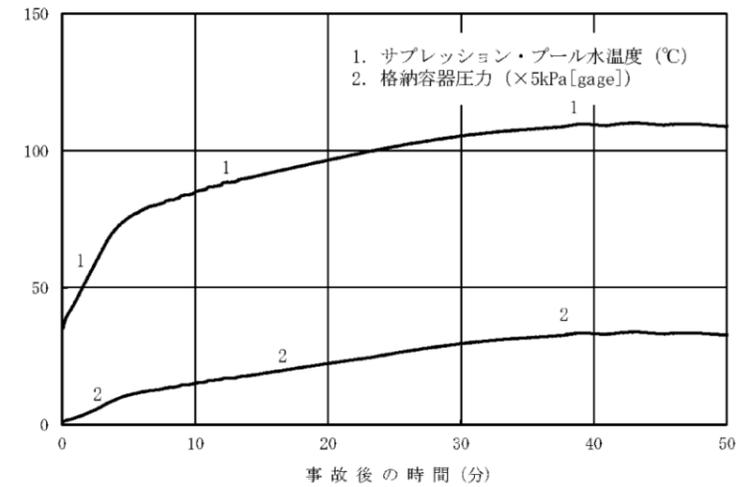


図12 初期炉心流量85%の場合のサプレッション・プール水温度，格納容器圧力の推移（事象発生から50分後まで）

・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="1757 1602 2484 1803"> <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 8.91</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原子炉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 8.91	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 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 8.91	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 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																

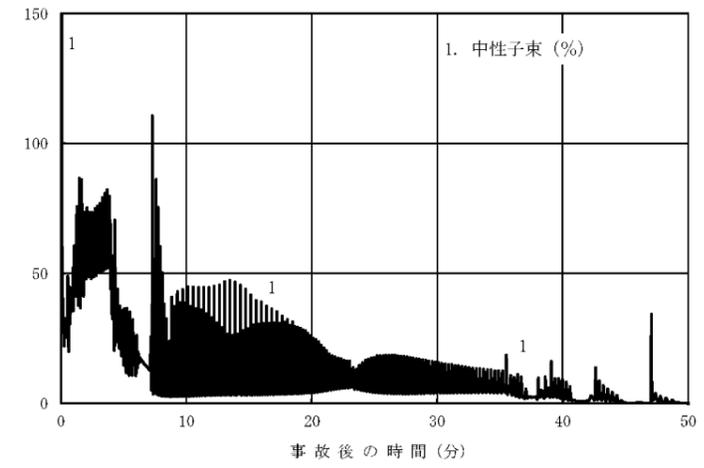


図1 中性子束の推移 (事象発生から 50 分後まで)

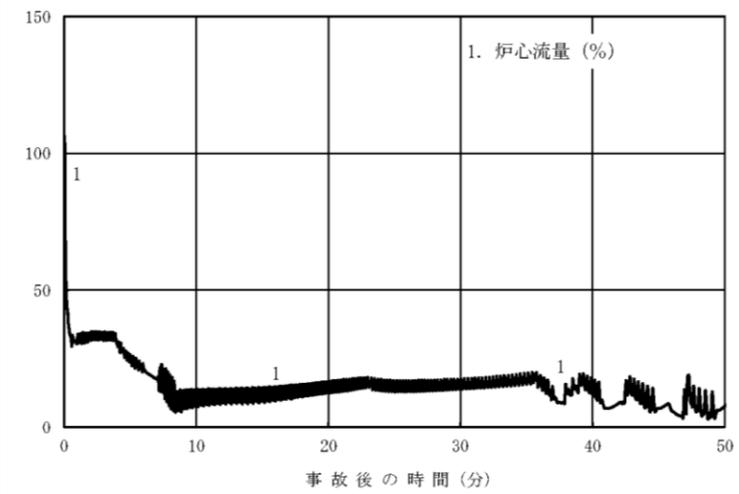


図2 炉心流量の推移 (事象発生から 50 分後まで)

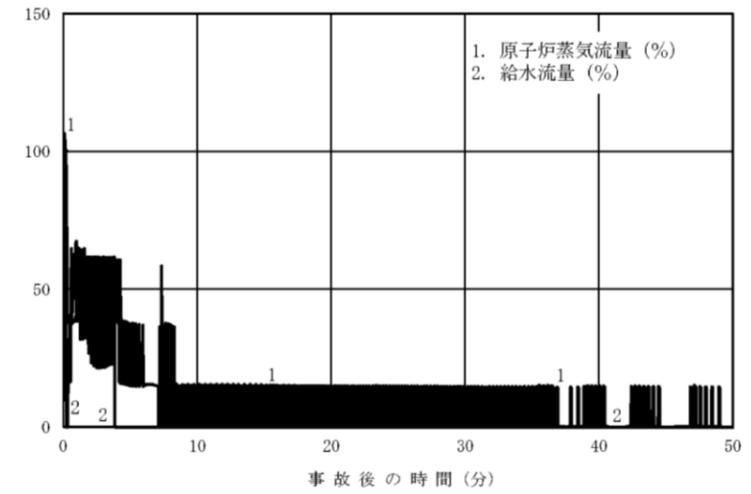


図3 原子炉蒸気流量，給水流量の推移
(事象発生から50分後まで)

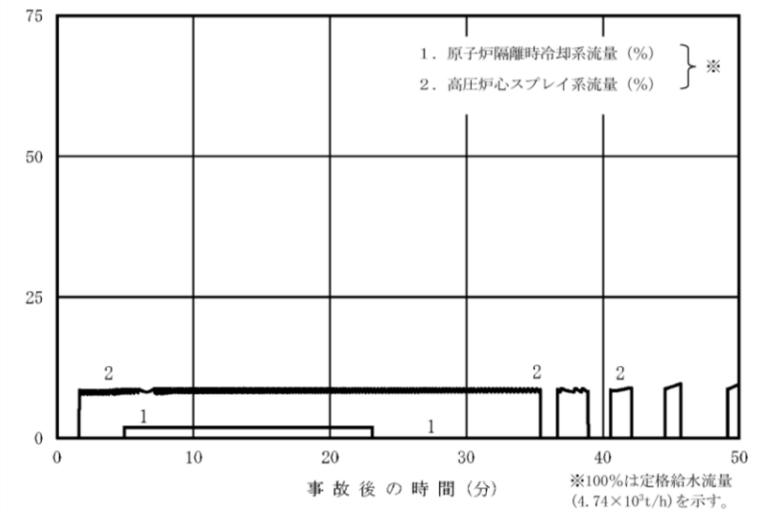


図4 原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系の流量の推移
(事象発生から50分後まで)

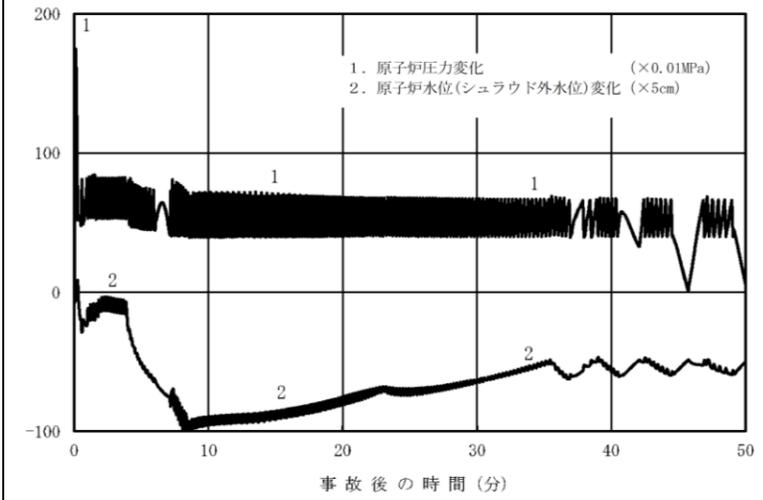


図5 原子炉圧力, 原子炉水位(シュラウド外水位)の推移
(事象発生から50分後まで)

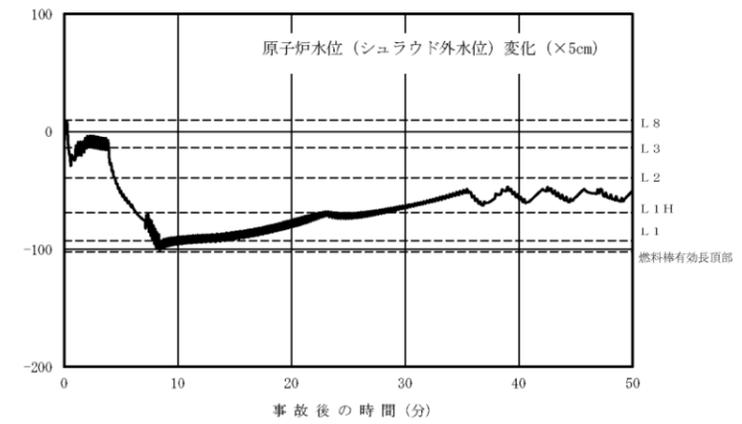


図6 原子炉水位(シュラウド外水位)の推移
(事象発生から50分後まで)

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

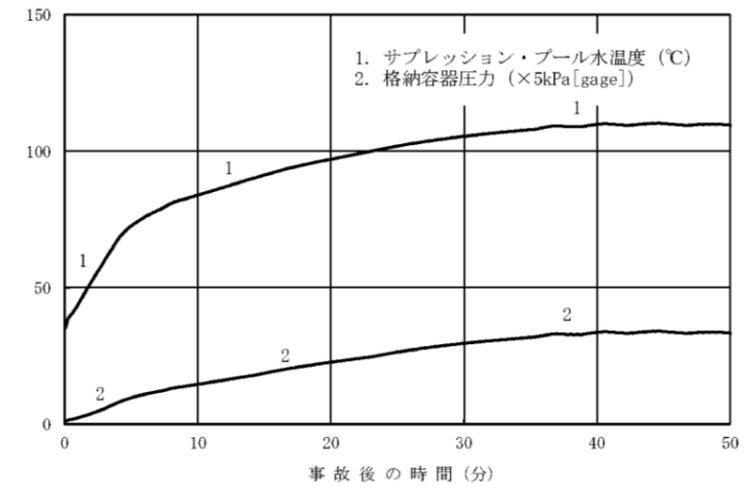


図7 サプレッション・プール水温度，格納容器圧力の推移
(事象発生から50分後まで)

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>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. 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</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>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. ほう酸水注入系を手動起動としている意図について</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る、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>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. ほう酸水注入系を手動起動としている意図について</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る、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>	

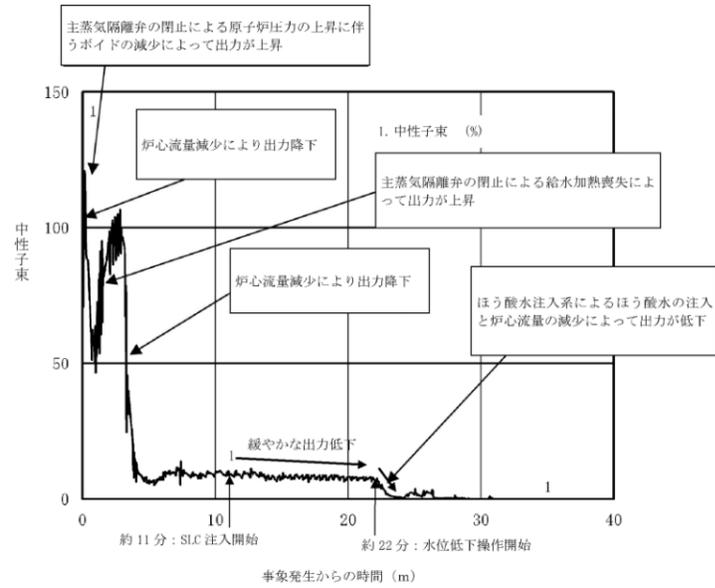
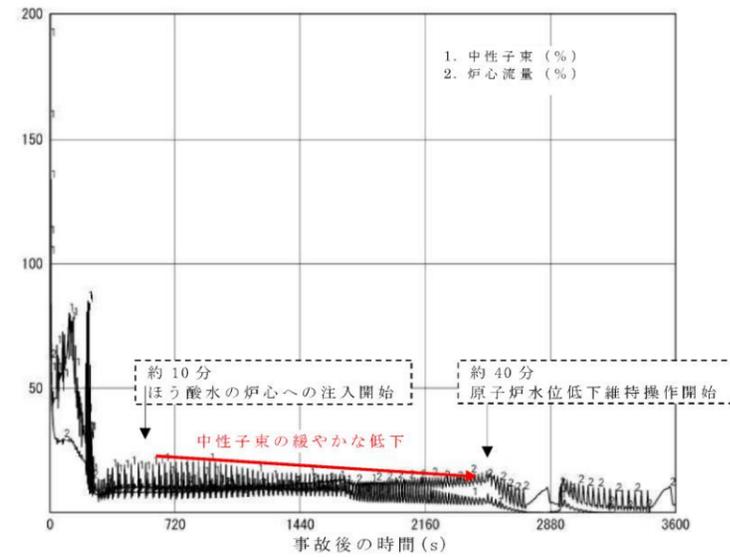
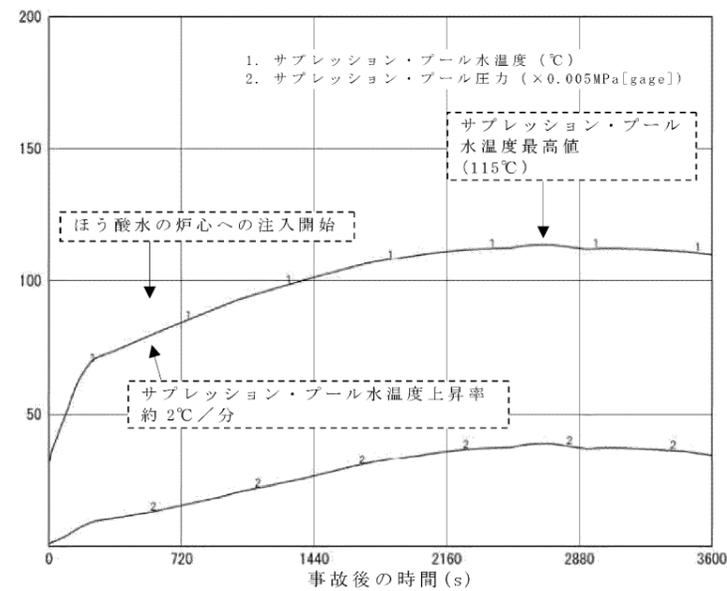


図1 原子炉停止機能喪失事象発生時のSLC及び水位低下操作による反応度抑制



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

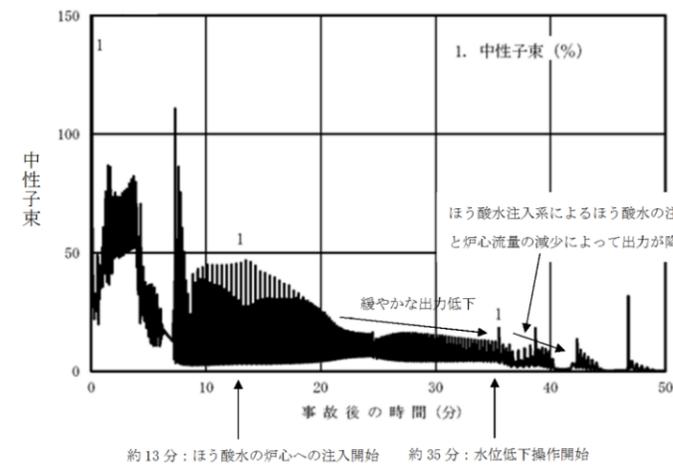


図1 SLCによる原子炉出力の抑制効果

図1 SLCによる原子炉出力の抑制効果

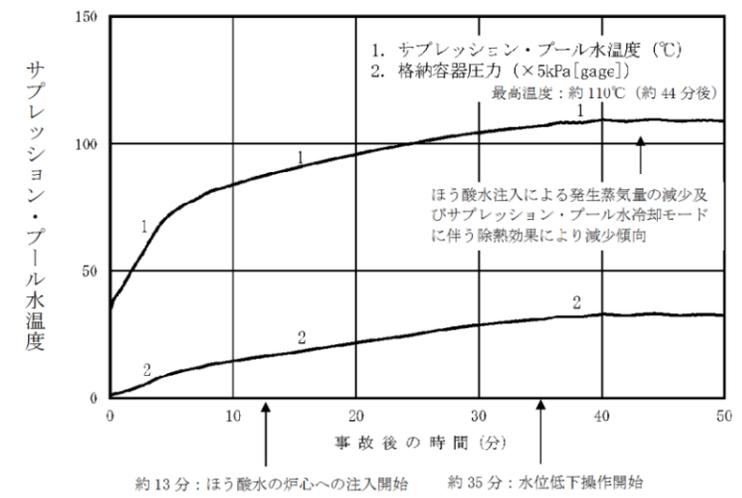


図2 SLCによるサプレッション・プール水温度の抑制効果

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。</p> <p>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。</p> <p>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> 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。<u>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及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>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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。 ・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。 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】

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。

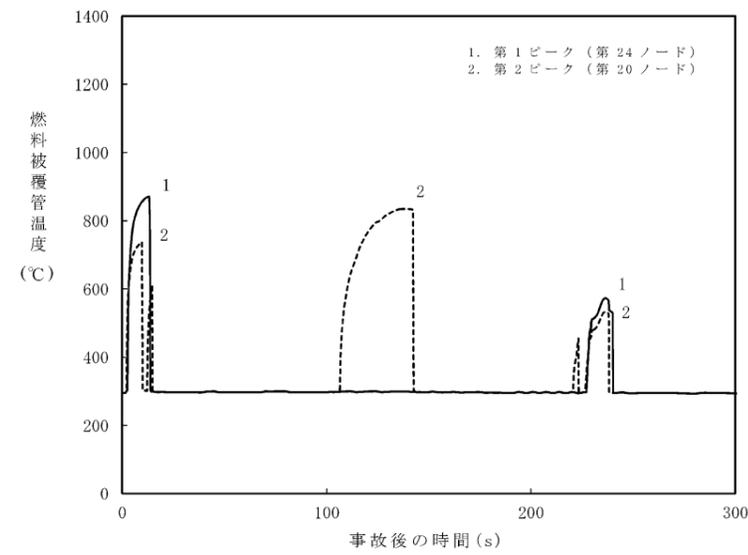
第 1 表 水源及び水温の差異による評価項目への影響

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)

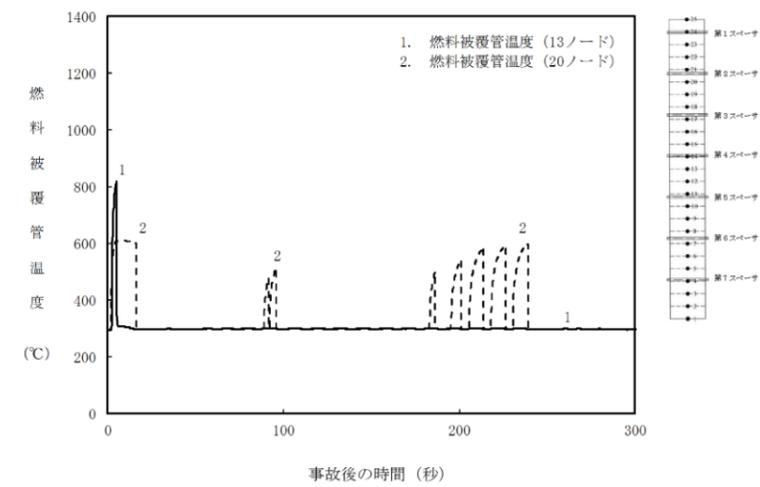
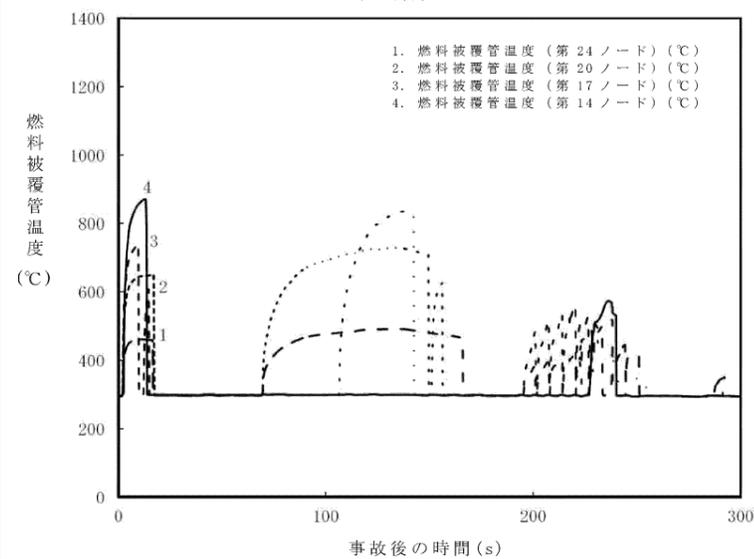


図1 燃料被覆管温度 (燃料被覆管最高温度位置) の推移 (事象発生から300秒後まで)



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。

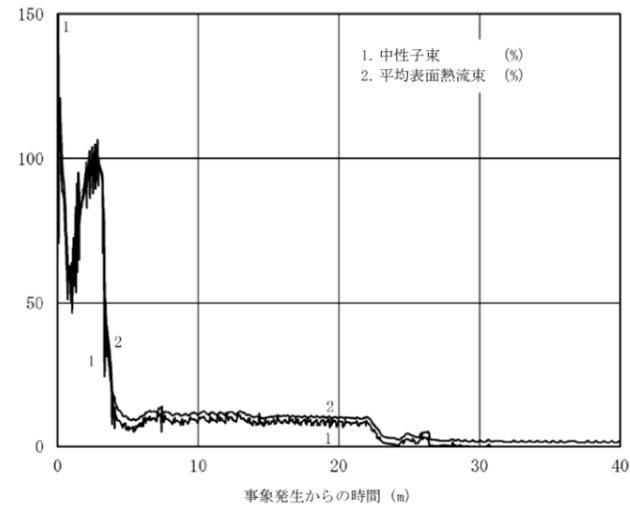
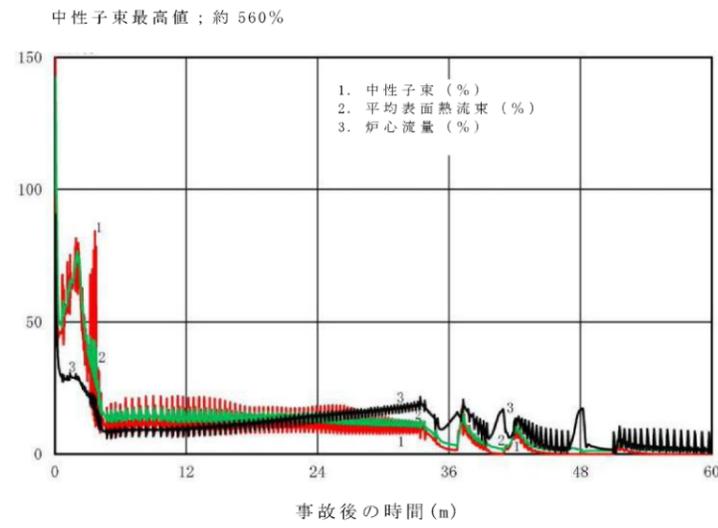


図1 中性子束, 平均表面熱流束の推移
(事象発生から40分後まで)



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)

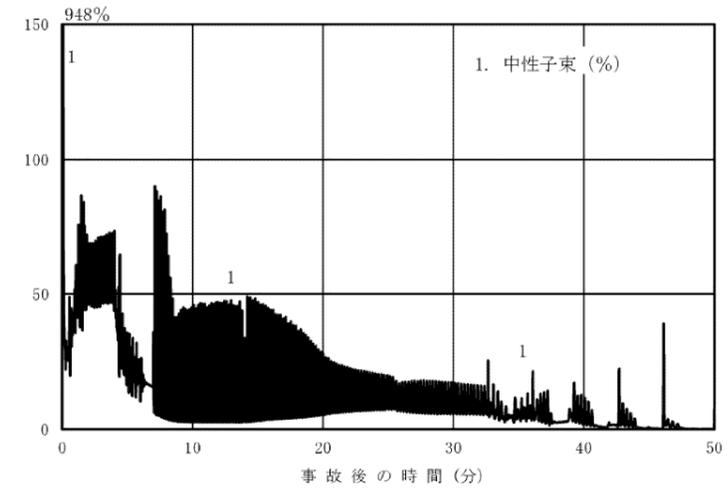


図2 中性子束の推移 (事象発生から50分後まで)

・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。

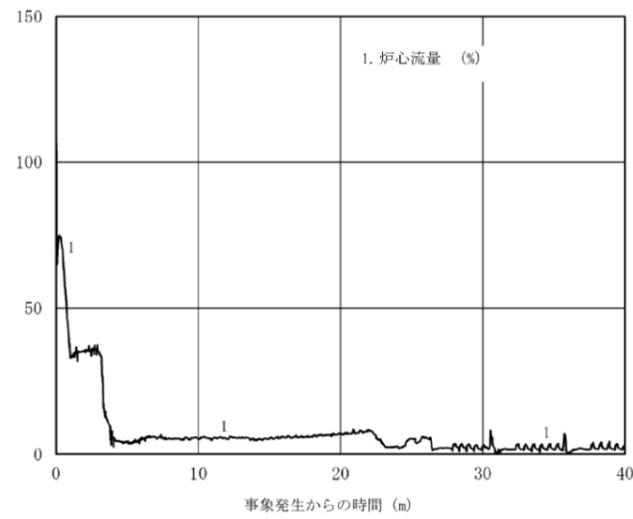


図2 炉心流量の推移 (事象発生から40分後まで)

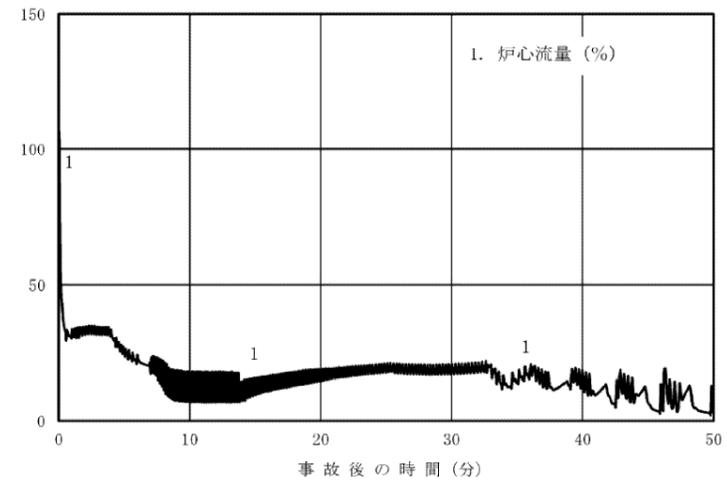


図3 炉心流量の推移 (事象発生から50分後まで)

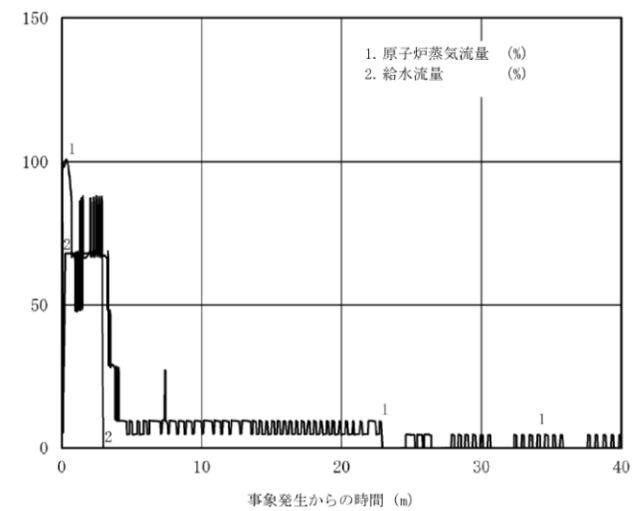
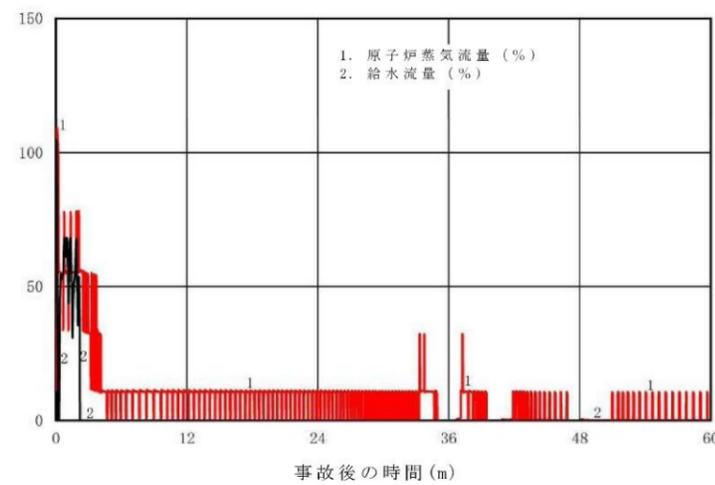


図3 原子炉蒸気流量、給水流量の推移 (事象発生から40分後まで)



第4図 原子炉蒸気流量及び給水流量の推移 (長期)

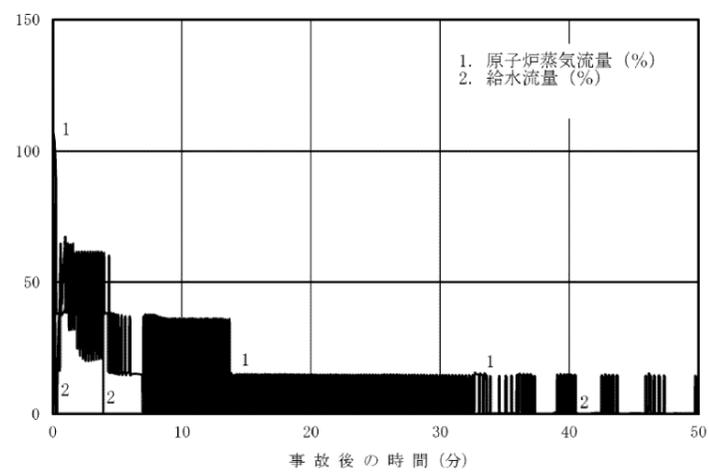


図4 原子炉蒸気流量、給水流量の推移 (事象発生から50分後まで)

・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】

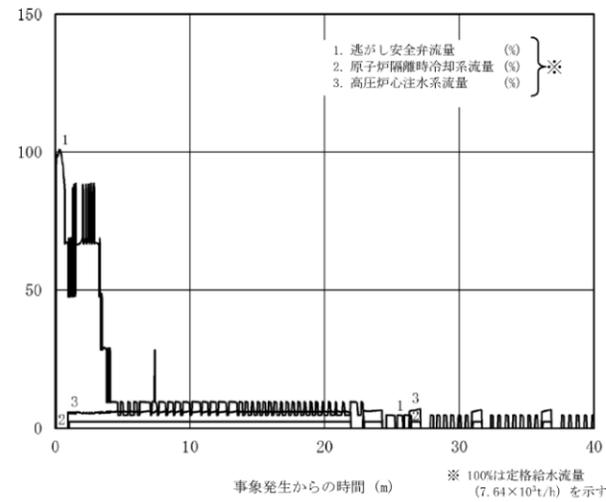
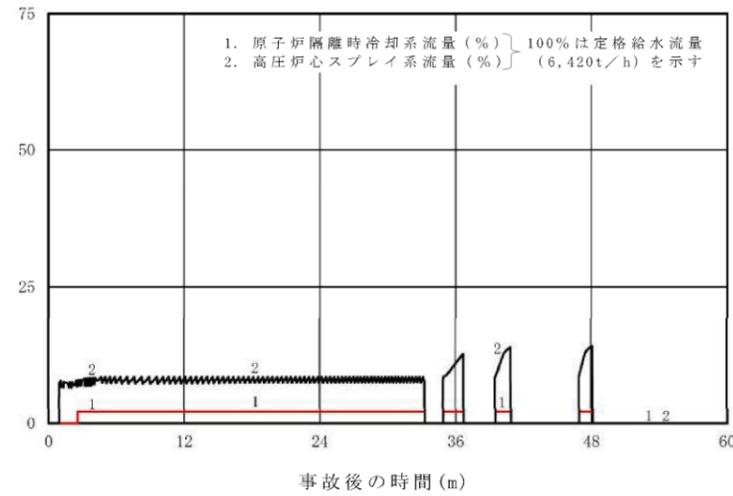


図4 逃がし安全弁, 原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心注水系の流量の推移 (事象発生から40分後まで)



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)

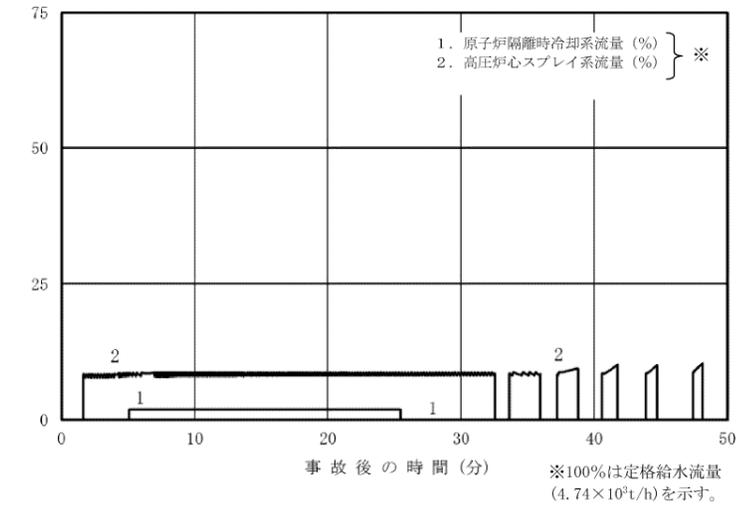


図5 原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心スプレイ系の流量の推移 (事象発生から50分後まで)

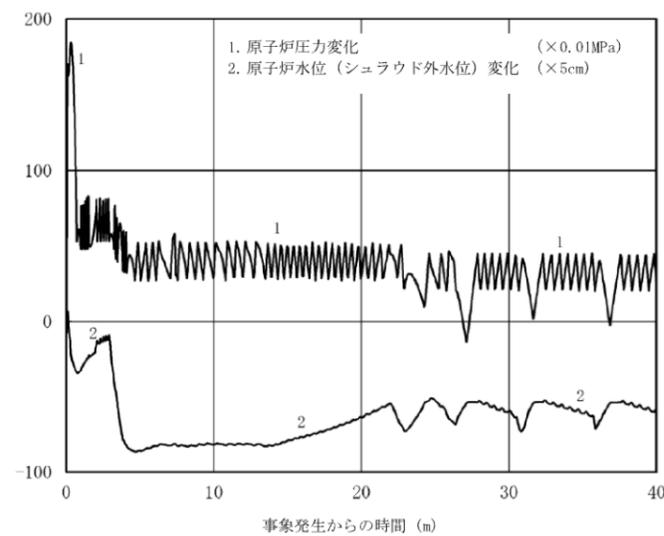
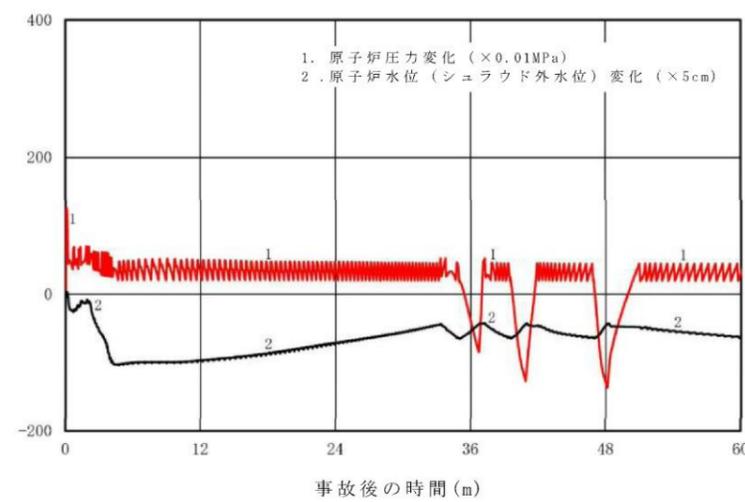


図5 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から40分後まで)



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)

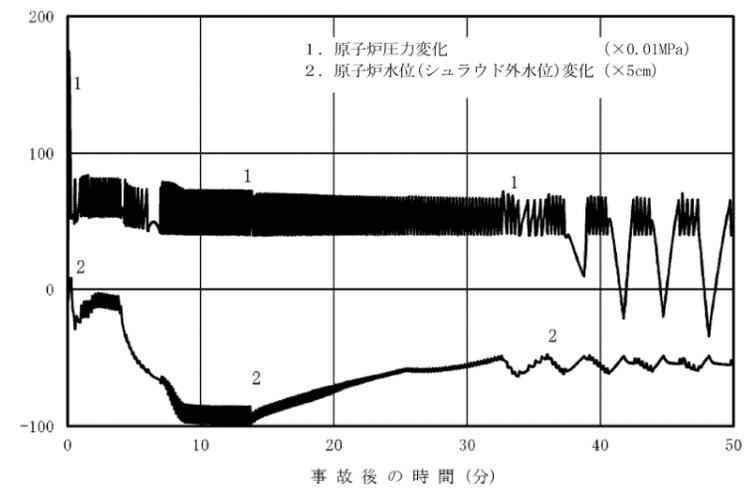


図6 原子炉圧力, 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から50分後まで)

・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】

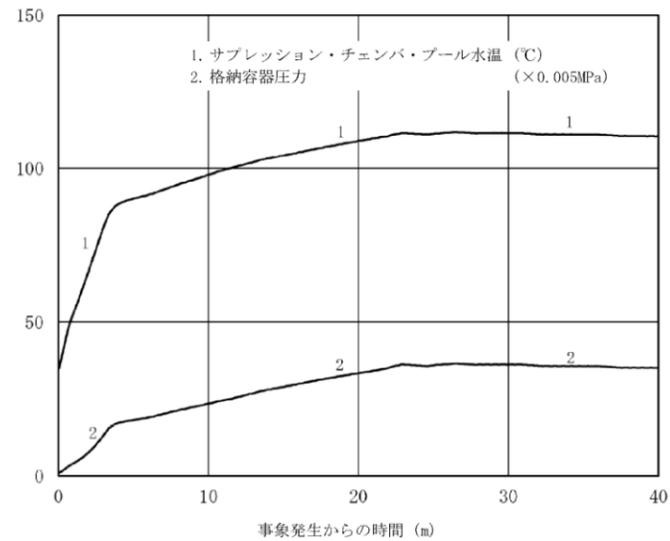
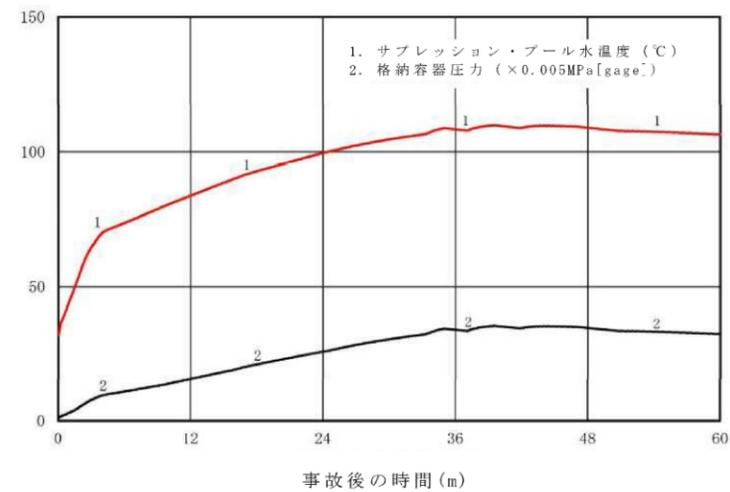


図6 サプレッション・チェンバ・プールの水温，格納容器圧力の推移 (事象発生から40分後まで)



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)

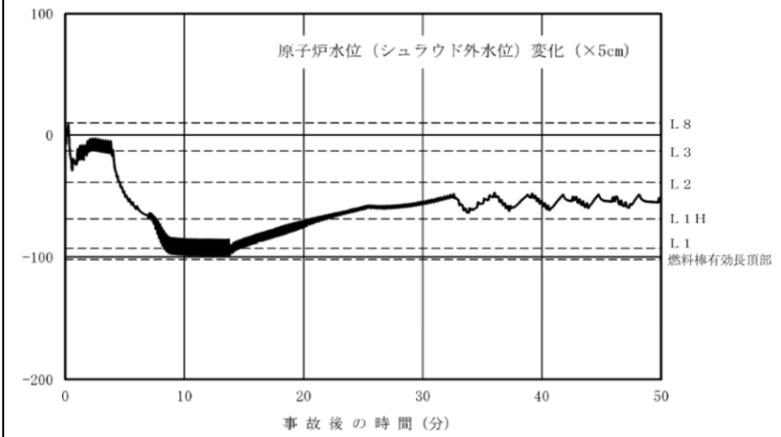


図7 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (事象発生から50分後まで)

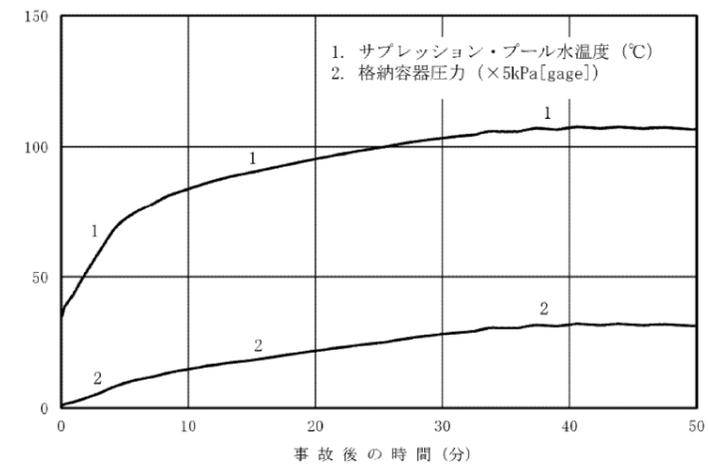


図8 サプレッション・プール水温度，格納容器圧力の推移 (事象発生から50分後まで)

・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>本事象では、<u>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>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、<u>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>また、今回の評価では、<u>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。</u>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、<u>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、<u>運転継続性に問題ない。</u></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>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、<u>運転継続性に問題ない。</u></p> <p>また、高圧炉心スプレイ系には、<u>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>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。</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、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。</p> <p>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。</p> <p>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られる。</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>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。</p> <p>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。</p> <p>(1) 評価条件</p> <p>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。</p> <p>(2) 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。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。</p> <p>4. まとめ</p> <p>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。</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、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2.3.1.2「全交流動力電源喪失(外部電源+DG失敗)+HPCS失敗」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。</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

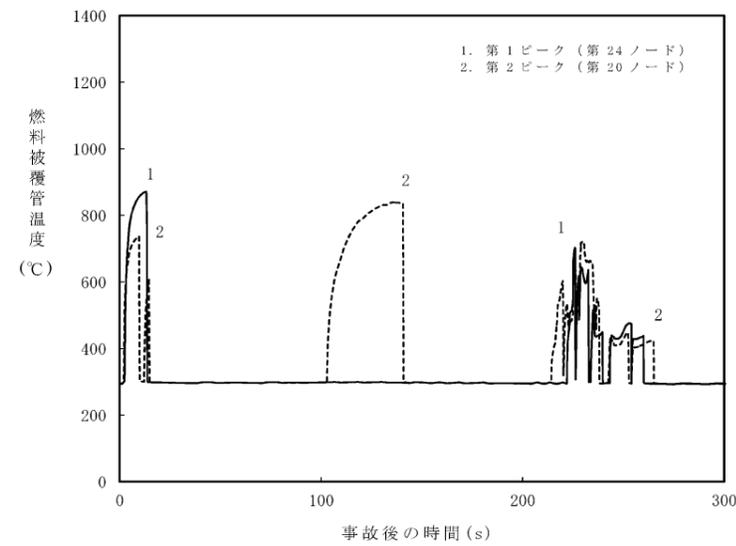
項目	感度解析 (高圧炉心注水系水源切り替え操作有, サプレッション・チェンバ・プール水温77℃で原子炉隔離時冷却系の運転停止)	ベースケース (高圧炉心注水系水源切り替え操作無, 原子炉隔離時冷却系の運転継続)	評価項目
燃料被覆管の最高温度(℃)	約1060	約1060	1200℃以下
燃料被覆管の酸化量	2%以下	2%以下	酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力(MPa[gage])	—※	約9.08	10.34MPa[gage] (最高使用圧力の1.2倍)を下回る
原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力(MPa[gage])	約0.15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

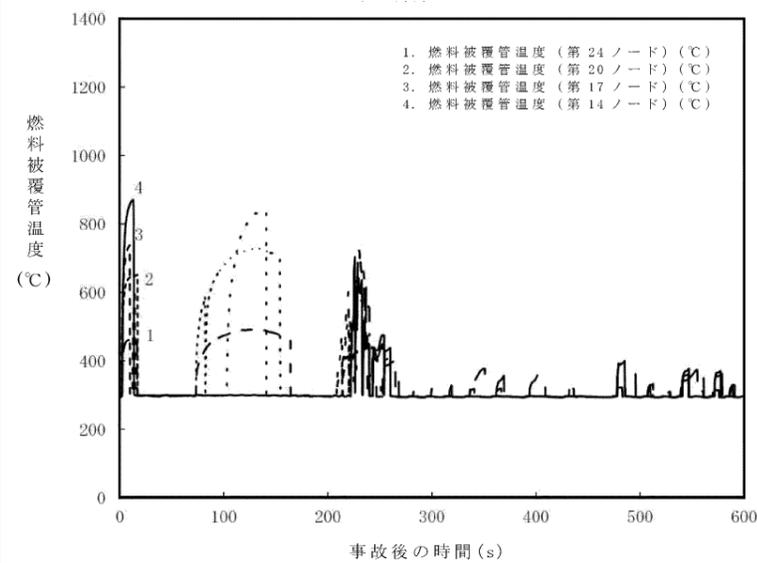
第1表 原子炉隔離時冷却系の有無による評価項目パラメータへの影響

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。

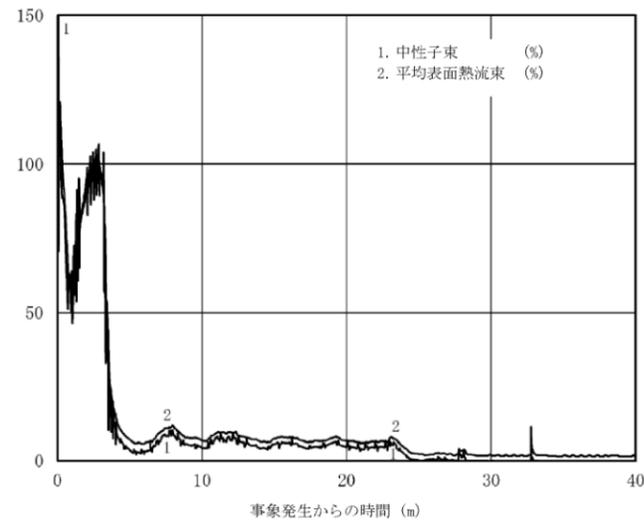


図1 中性子束, 平均表面熱流束の推移
(事象発生から40分後まで)

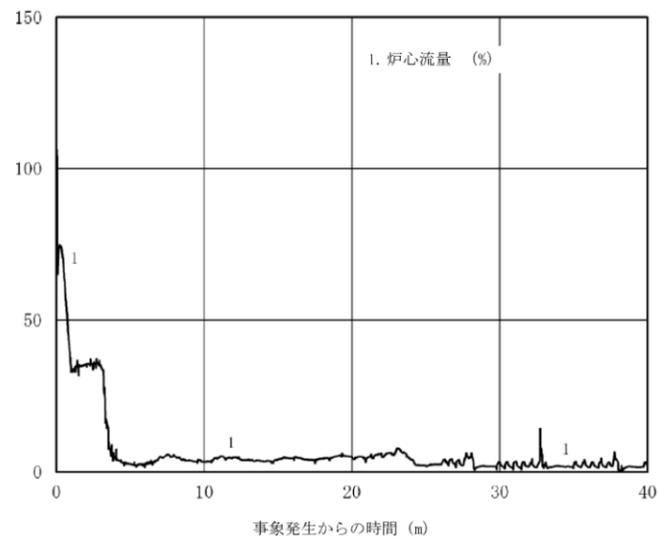
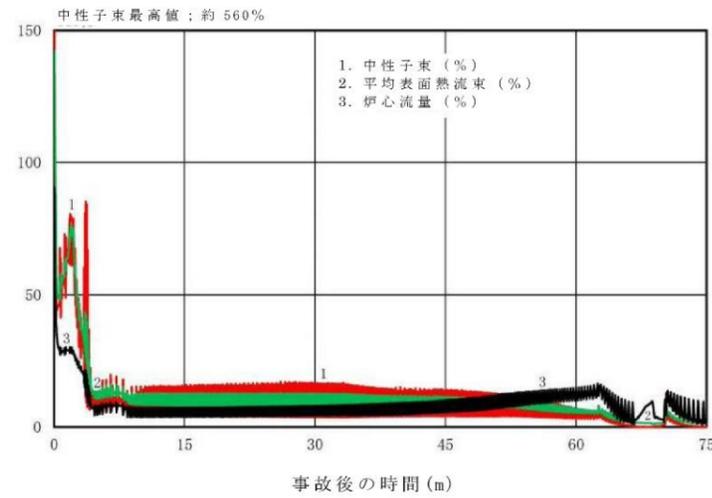


図2 炉心流量の推移 (事象発生から40分後まで)



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。

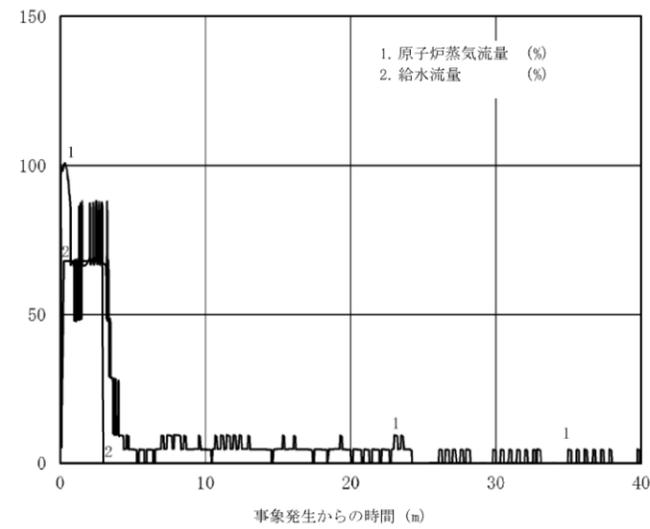


図3 原子炉蒸気流量, 給水流量の推移
(事象発生から40分後まで)

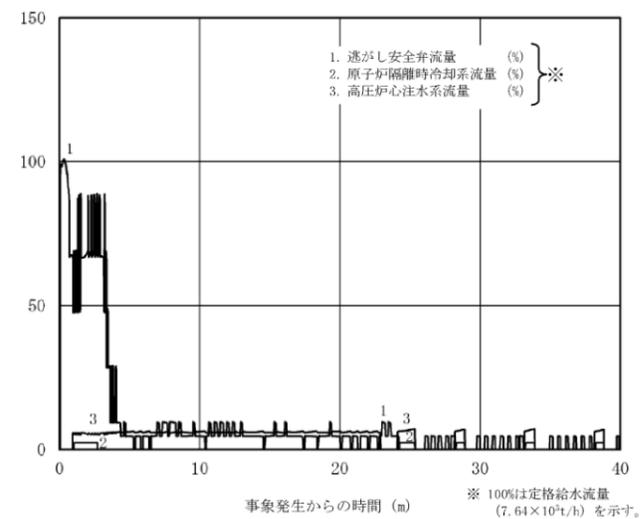
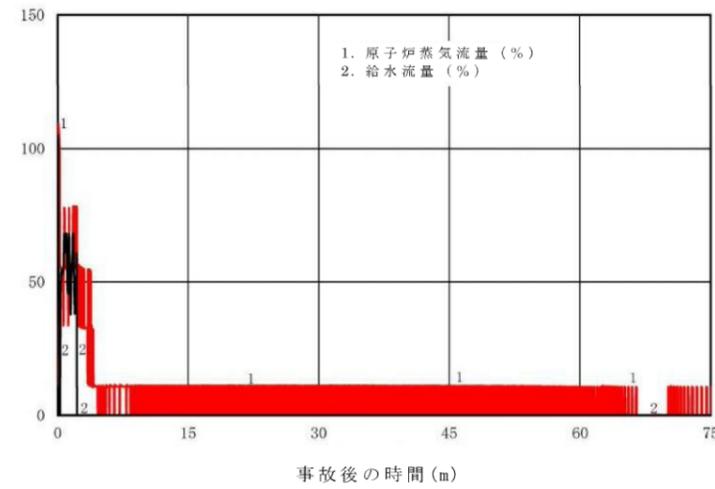
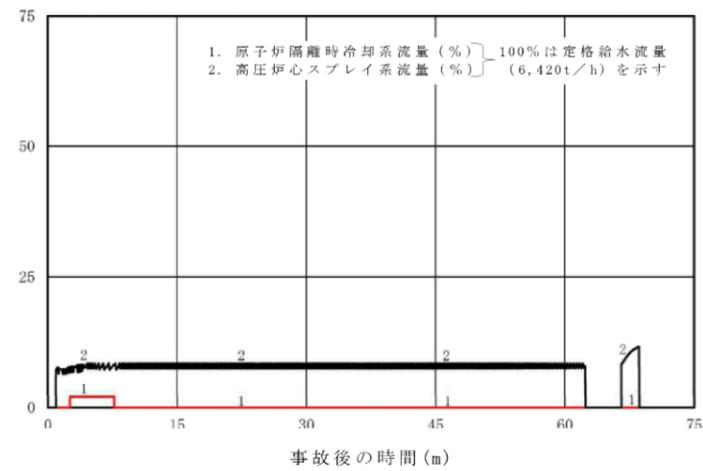


図4 逃がし安全弁, 原子炉隔離時冷却系, 高圧炉心注水系の
流量の推移 (事象発生から40分後まで)



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。

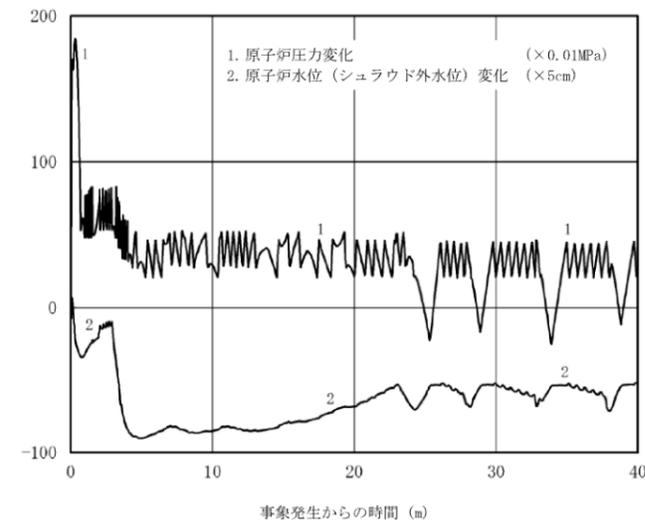


図5 原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド外水位）の推移
(事象発生から40分後まで)

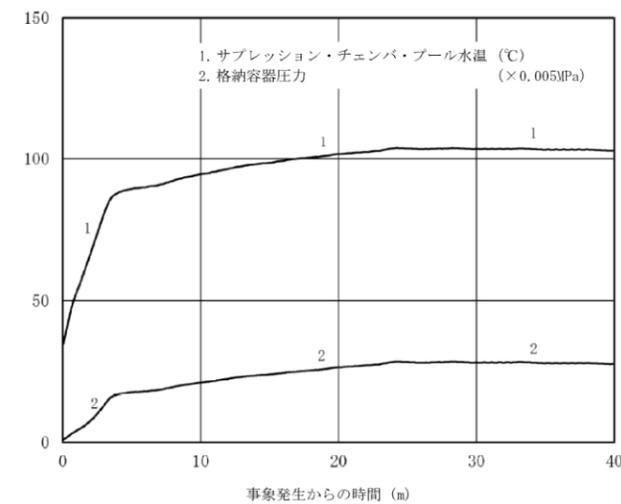
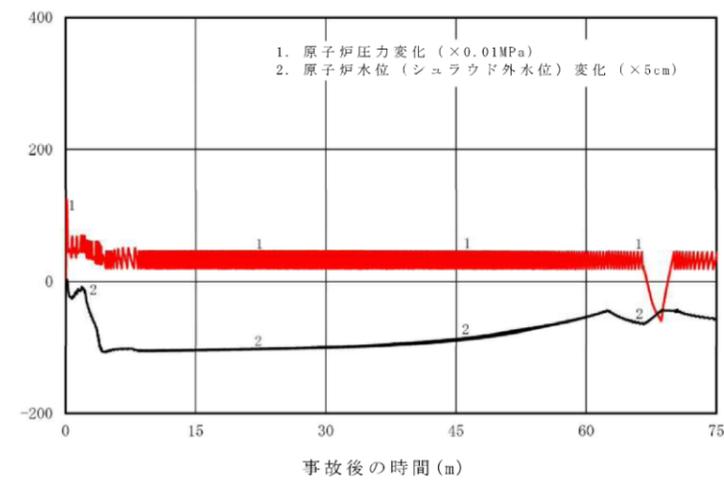
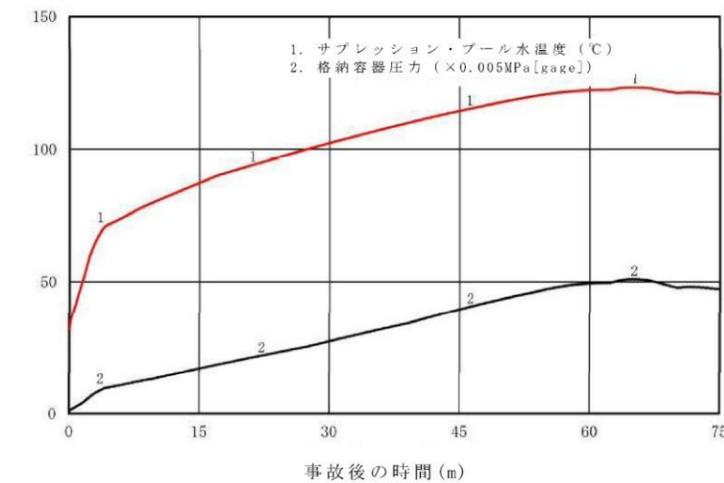


図6 サプレッション・チェンバ・プール水温、格納容器圧力の
推移 (事象発生から40分後まで)



第7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8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℃
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<u>全ての</u>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 1037"> <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日間の対応可能</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日間の対応可能	<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<u>すべての</u>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 533 2496 894"> <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日間の対応可能																						
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、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>・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>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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）。 ・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） ・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。

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>による原子炉格納容器冷却手段、<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すべ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。</p> <p><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。</p> <p><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></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. <u>自動減圧機能付き</u>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 <u>自動減圧機能付き</u>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 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び温度が上昇する。格納容器圧力が0.18MPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器冷却を実施する。</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 <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>等である。</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 崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が0.279MPa [gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。<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としている。</u></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>ドライウェル圧力、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 <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> 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384kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が171℃に接近した場合は、中央制御室からの遠隔操作により<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>ドライウェル圧力（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> <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>備考</p> <p>・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】 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 【柏崎6/7】 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>

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>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。</u></p> <p><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。</u></p> <p><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。</u></p> <p><u>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。</u></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><u>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。</u></p> <p><u>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。</u></p> <p><u>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。</u></p> <p><u>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。</u></p> <p><u>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。</u></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、<u>格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置等</u>により継続的に行う。</p>	<p><u>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。</u></p> <p><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。</u></p> <p><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。</u></p> <p><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。</u></p> <p><u>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。</u></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、<u>原子炉格納容器除熱は、格納容器フィルタベント系</u>により継続的に行う。</p>	<p>【東海第二】 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 <p>【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> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 <p>【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</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>2.6.2 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、<u>すべての注水機能を喪失する「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」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、<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、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></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、<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によ</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>復水・給水系</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>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>及び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</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>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> <u>格納容器フィルタベント系</u>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</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> <ul style="list-style-type: none"> ・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】 <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> <ul style="list-style-type: none"> ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・運用の相違 【柏崎 6/7】 <p>島根2号炉は、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> <ul style="list-style-type: none"> ・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 <p>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) <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における低圧代替注水系 (常設) の準備時間を考慮して、事象発生から約 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) <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室において、状況判断の時間、高圧・低圧注水機能喪失の確認時間及び低圧代替注水系 (常設) の準備時間を考慮して、事象発生から 25 分後に開始する。</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>設定する。</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) <u>逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、中央制御室操作における低圧原子炉代替注水系 (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</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。</p> <p>・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>操作は、<u>サプレッション・プール水位が通常水位+約1.3m到達から10分後に実施する。</u></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^{※1}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。</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> <p>・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) ・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>・設備および解析条件の相違 【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> <p>・解析条件の相違 【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 ($3.7 \times 10^7\text{Bq/s}$) 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 $3.7 \times 10^9\text{Bq/s}$ (100mCi/s) の場合、全希ガス漏えい率あたりのI-131の追加放出量の平均値にあたる値は1.4×10^{12}Bq (37Ci) であり、6号及び7号炉の線量評価で用いるI-131追加放出量は、これに余裕を見込んだ3.7×10^{13}Bq (1000Ci) を条件としている。(1Ci = 3.7×10^{10}Bq)</p> <p>出典元</p> <ul style="list-style-type: none"> ・「<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>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 当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 当たりのI-131 の追加放出量の平均値に当たる値は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</p> <ul style="list-style-type: none"> ・「<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>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、希ガスは全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>これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、希ガスについては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 ($3.7 \times 10^7\text{Bq/s}$) 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$3.7 \times 10^9\text{Bq/s}$ (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</p> <ul style="list-style-type: none"> ・「<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>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。</u>希ガス及び有機よう素については、</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$3.7 \times 10^9\text{Bq/s}$ (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> $H_I = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \dots \dots \dots (1)$ <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>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> $H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} \dots \dots \dots (2)$ <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、<u>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</u>、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度(χ/Q)を<u>1.2×10⁻⁵ (s/m³)</u>、相対線量(D/Q)を<u>1.9×10⁻¹⁹ (Gy/Bq)</u>とし、<u>耐圧強化ベント系を用いる場合は、主排</u></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. <u>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</u>、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度(χ/Q)を<u>8.2×10⁻⁵ (s/m³)</u>、相対線量(D/Q)を<u>9.9×10⁻¹⁹ (Gy/Bq)</u>とし、<u>耐圧強化ベント系を用いる場合は、排気筒放出</u>、実効放出</p>	<p><u>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> $H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \dots \dots \dots (1)$ <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>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> $H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} \dots \dots \dots (2)$ <p>K : 空気カーマ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) (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、<u>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</u>、実効放出継続時間1時間の値として、相対濃度(χ/Q)を<u>3.1×10⁻⁵s/m³</u>、相対線量(D/Q)を<u>4.9×10⁻¹⁹Gy/Bq</u>とする。</p>	<p>ツション・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</p> <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> <p>・評価条件の相違</p> <p>【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) 𠄎, 注水流量, 逃がし安全</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</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</u>の推移を第2.6.19 図から第2.6.22 図に示す。</p> <p>※2 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用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。6号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド内を，7号炉の原子炉水位計（燃料域）はシュラウド外を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>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</u>の推移を第2.6-17 図から第2.6-20 図に示す。</p> <p>※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，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）</u>はシュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後に外部電源喪失となり，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>ユラウド内及びシュラウド内外）※，注水流量，逃がし安全弁からの蒸気流量，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・プール水位及びサブプレッション・プール水温度</u>の推移を第2.6.2-1(14)図から第2.6.2-1(17)図に示す。</p> <p>※ 炉心露出から再冠水の過程を示すという観点で，シュラウド内の水位を示す。シュラウド内は，炉心部から発生するボイドを含んだ二相水位を示しているため，シュラウド外の水位より，見かけ上高めの水位となる。一方，非常用炉心冷却系の起動信号となる原子炉水位（広帯域）の水位及び運転員が炉心冠水状態において主に確認する原子炉水位（広帯域・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（燃料域）</u>にて監視する。<u>原子炉水位（燃料域）</u>はシュラウド内を計測している。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後に外部電源喪失となり，<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>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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。 ・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。 ・設備設計の相違【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><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。</u>主蒸気隔離弁は、<u>原子炉水位低（レベル 1.5）</u>で全閉する。</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</u>を下回るが、<u>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）</u>で<u>全台</u>がトリップする。主蒸気隔離弁は、<u>原子炉水位異常低下（レベル 2）</u>で全閉する。</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</u>を下回るが、<u>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）</u>で<u>2 台すべて</u>トリップする。主蒸気隔離弁は、<u>原子炉水位低（レベル 2）</u>で全閉する。</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</u>を下回るが、<u>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</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 【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 【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 【柏崎 6/7】 再循環ポンプの個数の相違。 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。 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。

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 時間経過した時点</u>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</u>は、真空破壊装置（<u>約 14m</u>）及びベントライン（<u>約 17m</u>）に対して、<u>十分に低く</u>推移するため、真空破壊装置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 時間経過した時点</u>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</u>は、真空破壊装置（<u>約 15m</u>）及びベントライン（<u>約 15m</u>）に対して、<u>十分に低く</u>推移するため、真空破壊装置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>子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、<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、格納容器圧力及び温度は徐々に上昇する。そのため、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却及び<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を行う。</p> <p><u>原子炉格納容器除熱</u>は、事象発生から<u>約27時間経過した時点</u>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</u>は、真空破壊装置（<u>約5.3m</u>）及びベントライン（<u>約9.1m</u>）に対して、<u>低く</u>推移するため、真空破壊装置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</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。</p> <p style="text-align: center;">(添付資料2.6.2)</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、5mSv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、5mSvを下回る。いずれの場合も周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。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、5mSvを下回る。</p>	<p>安全弁の作動により、<u>約7.59MPa[gage]</u>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、<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による原子炉格納容器除熱を行うことによって、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約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></p> <p style="text-align: center;">(添付資料2.6.3)</p> <p><u>格納容器フィルタベント系</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1.7×10^{-2}mSv</u>であり、5mSvを下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。</p>	<p>【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。</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】</p> <p>・解析結果の相違 【東海第二】</p> <p>・評価方針の相違 【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>・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。 (添付資料 2. 6. 3)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器</p>	<p>(添付資料 2. 6. 2, 2. 6. 5)</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。 (添付資料 2. 6. 4)</p> <p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器</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</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、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>、格納容器圧力及び<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、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 1cm^2 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 5.6cm^2 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 1cm^2）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、<u>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。</u>なお、外部電源がある場合は、<u>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</u></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 3.7cm^2 を設定している。</u></p> <p>なお、<u>第 2.6-21 図から第 2.6-24 図に示すとおり、SAFER 解析によれば、破断面積が約 9.5cm^2 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。</u>なお、外部電源がある場合は、<u>給水・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</u></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 3.1cm^2 を設定している。</u></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、SAFER 解析によれば、破断面積が約 4.2cm^2 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>復水・給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。</u>なお、外部電源がある場合は、<u>復水・給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</u></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 PLR 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 SAFER 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<u>約 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<u>約 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 31GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は遅くなるが、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は格納容器ベントにより抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量、<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>、格納容器圧力及び<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>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<u>約 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 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>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 1cm^2 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 5.6cm^2 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 886°C 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 3.7cm^2 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 9.5cm^2 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 842°C 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 3.1cm^2 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 4.2cm^2 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 817°C 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>復水・給水系</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>復水・給水系</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>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、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。 ・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。

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. 6. 3, 2. 6. 4)</p> <p>b. 操作条件 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 操作条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水 操作（原子炉急速減圧操作を含む）は、解析上の操作開 始時間として事象発生から約 <u>18 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、高圧・低圧注水 機能喪失の認知に係る確認時間及び<u>低圧代替注水系（常 設）</u>による原子炉注水準備の操作時間は、時間余裕を含 めて設定していることから、その後に行う原子炉急速減 圧の操作開始時間は解析上の設定よりも<u>若干早まる可能 性があり、原子炉注水の開始時間も早まることから、運 転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>操作条件の<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操作は、解析上の操作開始時間と して格納容器圧力 <u>0.18MPa [gage]</u> 到達時を設定してい る。運転員等操作時間に与える影響として、<u>実態の運転 操作においては、原子炉注水を優先するため、原子炉水 位高（レベル 8）到達後に低圧代替注水系（常設）から 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）へ切り替えること としており、原子炉注水の状況により格納容器スプレイ の操作開始は格納容器圧力 0.18MPa [gage] 付近となるが、 操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等 操作時間に与える影響も小さい。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。</u></p>	<p style="text-align: center;">(添付資料 2. 6. 1, 2. 6. 6)</p> <p>b. 操作条件 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 操作条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水 操作（原子炉急速減圧操作を含む。）は、解析上の操作開 始時間として事象発生から <u>25 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、高圧・低圧注水機 能喪失の認知に係る確認時間、<u>低圧代替注水系（常設） による原子炉注水準備の操作時間及び逃がし安全弁の操 作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、原 子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干 早まる可能性があるが、状況判断から原子炉減圧操作ま では一連の操作として実施し、同一の運転員による並列 操作はなく、運転員等操作時間に対する余裕は大きくな る。</u></p> <p>操作条件の<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>によ る格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格 納容器圧力 <u>0.279MPa [gage]</u> 到達時を設定している。運 転員等操作時間に与える影響として、<u>常設低圧代替注水 系ポンプ 2 台により格納容器スプレイと原子炉注水を同 時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して 実施する可能性がある操作は同一の制御盤による実施が可 能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与え る影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定と ほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいこ とから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該 操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の 不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、 中央制御室で行う操作であり、並列して実施する場合が ある低圧代替注水系（常設）による原子炉注水とは同一</u></p>	<p style="text-align: center;">(添付資料 2. 6. 1, 2. 6. 4)</p> <p>b. 操作条件 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 操作条件の<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉 注水操作（原子炉急速減圧操作開始）は、解析上の操作開 始時間として事象発生から <u>30 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、高圧・低圧注水機能 喪失の認知に係る確認時間及び<u>低圧原子炉代替注水系 （常設）</u>による原子炉注水準備の操作時間は、時間余裕を含 めて設定していることから、<u>その後に行う原子炉急速減 圧の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性が あり、原子炉注水の開始時間も早まることから、運転員 等操作時間に対する余裕は大きくなる。</u></p> <p>操作条件の<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による 原子炉格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間とし て格納容器圧力が <u>384kPa [gage]</u> 到達時を設定している。 運転員等操作時間に与える影響として、<u>格納容器圧力の 上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開 始の起点である格納容器圧力 384kPa [gage] 到達時点で速 やかに操作を実施可能であり、操作開始時間に与える影 響は小さいことから、運転員等操作開始時間に与える影 響は小さい。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、中央制御室の運転員とは別に現場操作 を行う要員を配置しており、他の操作との重複もないこ とから、他の操作に与える影響はない。</u></p>	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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。 ・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 ・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。

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>操作条件の<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操作は、解析上の操作開始時間として<u>格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時</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、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 <u>0.31MPa [gage]</u>）に到達するのは、事象発生の約 <u>17 時間後</u>であり、格納容器ベントの準備操作は格納容器圧力の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>約 20 分</u>程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は <u>0.62MPa [gage]</u>のため、原子炉格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p 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>操作条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p><u>の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。</u></p> <p>操作条件の<u>格納容器圧力逃がし装置等</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>格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時</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、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 <u>0.31MPa [gage]</u>）に到達するのは、事象発生の約 <u>28 時間後</u>であり、格納容器ベントの準備操作は<u>サプレッション・プール水位</u>の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>約 75 分</u>程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、<u>格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage]</u>のため、<u>格納容器の健全性</u>という点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、<u>並列して実施する場合があります操作とは同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。</u>なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 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>操作条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>操作条件の<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・プール水位が通常水位+約 1.3m に到達から 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、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの実施基準（<u>サプレッション・プール水位が通常水位+約 1.3m</u>）に到達するのは、事象発生から約 <u>27 時間後</u>であり、格納容器ベントの準備操作は<u>格納容器圧力</u>の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、格納容器ベントの操作時間は時間余裕を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>90 分</u>程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、原子炉格納容器の限界圧力は <u>853kPa [gage]</u>のため、原子炉格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、<u>他の操作との重複もない</u>ことから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。</p> <p 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>操作条件の<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作開始）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>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、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。 ・解析結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・運用の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、格納容器ベントの準備操作を格納容器圧力基準で実施することとしている。 ・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 現場操作時間の相違。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉 (Mark-I 改) と柏崎 6/7 (ABWR), 東海第二 (Mark-II) の最高使用圧力の相違。 ・運用の相違 【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>操作条件の<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操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>原子炉注水の状況により格納容器スプレイの操作開始は格納容器圧力 0.18MPa[gage]付近となるが、格納容器圧力の上昇は緩やかであり、格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の<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操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>約 20 分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は <u>0.31MPa [gage]</u> より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、原子炉格納容器の限界圧力は <u>0.62MPa [gage]</u> であることから、原子炉格納容器の健全性という点では問題とはならない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.6.3)</p>	<p>操作条件の<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操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</u></p> <p>操作条件の<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>約 75 分程度</u>操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は <u>0.31MPa [gage]</u> より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、<u>格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage]</u> であることから、<u>格納容器の健全性</u>という点では問題とはならない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.6.6)</p>	<p>操作条件の<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、<u>格納容器圧力の上昇は緩慢であり、継続監視していることから、操作開始の起点である格納容器圧力 384kPa[gage]到達時点で速やかに操作を実施可能であり、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。</u></p> <p>操作条件の<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操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、<u>90 分程度</u>操作時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は <u>384kPa[gage]</u> より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、<u>原子炉格納容器の限界圧力は 853kPa[gage]</u> であることから、<u>原子炉格納容器の健全性</u>という点では問題とはならない。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.6.4)</p>	<p>・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>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水操作については、<u>操作開始時間の 5 分程度の時間遅れまでに低圧代替注水系（常設）による注水が開始できれば、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。</u>また、格納容器ベント時の敷地境界線量は <u>1.4mSv</u> であり、<u>5mSv</u> を下回る。<u>操作開始時間 10 分程度の時間遅れで</u></p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>第 2.6-25 図から第 2.6-27 図に示すとおり、操作条件の<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む。）については、事象発生から 35 分後（操作開始時間 <u>10 分程度の遅れ</u>）までに原子炉急速減圧操作を実施できれば、燃料被覆管の最高温度は約 706℃となり 1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項</p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>第 2.6.3-1(5)図から第 2.6.3-1(7)図に示すとおり、操作条件の<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む。）については、事象発生から 35 分後（操作開始時間 <u>5 分程度の遅れ</u>）までに原子炉急速減圧操作を実施できれば、燃料被覆管の最高温度は約 842℃となり 1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生</p>	<p>・運用の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 現場操作時間の相違。 ・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, 東海第二】 島根 2号炉（Mark-I 改）と柏崎 6/7（ABWR）、東海第二（Mark-II）の最高使用圧力の相違。</p> <p>・解析結果の相違 【東海第二】 ベースケースの破断面積の設定が異なることによる、減圧操作の余裕時間の相違、 ・記載方針の相違</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>は、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足するが、<u>格納容器ベント時の敷地境界線量は5mSvを超える。この場合、格納容器内雰囲気放射線レベル計 (CAMS) により炉心損傷の判断を行い、格納容器圧力 0.62MPa [gage] に至るまでに格納容器ベントすることとなることから、重大事故での対策の範囲となる。</u></p> <p>操作条件の<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操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 <u>10 時間</u>あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の<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操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 <u>17 時間</u>あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は <u>0.31MPa [gage]</u> から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、原子炉格納容器の限界圧力 <u>0.62MPa [gage]</u> に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「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)」においても事象発生約 <u>38 時間後</u>であり、<u>約 20 時間以上</u>の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.1.3, 2.6.3)</p>	<p>目を満足することから時間余裕がある。また、燃料被覆管の破裂も発生しないことから、格納容器ベント時の敷地境界及び非居住区域境界での実効線量は「<u>2.6.2(4) 有効性評価の結果</u>」と同等となり、5mSv を下回る。<u>事象発生から 50 分後 (操作開始時間 25 分程度の遅れ) までに原子炉急速減圧操作を実施できれば、燃料被覆管の最高温度は約 1,000℃となり 1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。また、一部の燃料被覆管に破裂が発生するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約 2.8mSv、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は約 4.4mSv であり、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は約 1.1mSv、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は約 4.4mSv であり、いずれの場合も 5mSv を下回る。</u></p> <p>操作条件の<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操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 <u>16 時間</u>あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>による格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 <u>28 時間</u>あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は <u>0.31MPa [gage]</u> から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、<u>格納容器の限界圧力 0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約 0.243MPa [gage] から 0.31MPa [gage] 到達までの時間が約 1 時間であることを考慮すると、0.31MPa [gage] から 0.62MPa [gage] に到達するまでに 5 時間程度の準備時間が確保でき、現場操作に要する時間は 75 分程度である</u>ことから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.1.7, 2.6.6, 2.6.7)</p>	<p>せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。また、燃料被覆管の破裂も発生しないことから、格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は「<u>2.6.2(4) 有効性評価の結果</u>」と同等となり、5mSv を下回る。</p> <p>操作条件の<u>格納容器代替スプレイ系 (可搬型)</u>による原子炉格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 <u>21 時間</u>あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の<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操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 <u>27 時間</u>あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は <u>384kPa [gage]</u> から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、<u>原子炉格納容器の限界圧力 853 kPa [gage] に至るまでの時間は、過圧の観点で厳しい「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)」においても事象発生約 35 時間後</u>であり、<u>約 8 時間</u>の準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 2.6.4, 2.6.5, 3.1.3.8)</p>	<p>【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉は、減圧・注水操作が遅れて、燃料被覆管が破裂した場合の評価を添付資料 2.1.3 「減圧・注水操作が遅れる場合の影響について (高圧・低圧注水機能喪失)」に記載している。</p> <p>・評価条件の相違 【東海第二】 島根 2号炉は、隣接する原子力事業者がないため敷地境界を評価地点としている。</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>・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 島根 2号炉 (Mark-I 改) と柏崎 6/7 (ABWR)、東海第二 (Mark-II) の最高使用圧力の相違。</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 【東海第二】 東海第二は、2Pd 到</p>

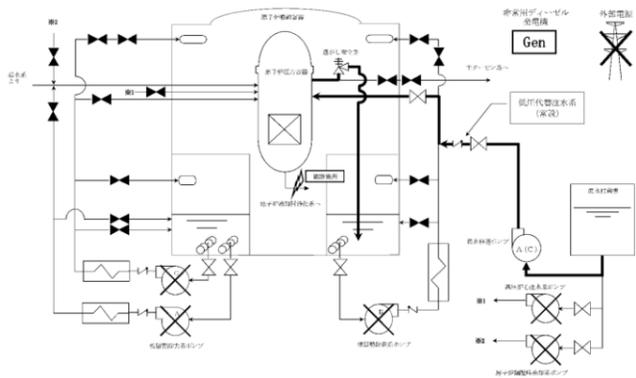
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.6.4 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>事故シナリオグループ「LOCA 時注水機能喪失」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事象発生10時間までに必要な要員は、「2.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり24名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している運転員、緊急時対策要員等の72名で対処可能である。</u></p> <p>また、<u>事象発生10時間以降に必要な参集要員は20名であり、発電所構外から10時間以内に参集可能な要員の106名で確保可能である。</u></p>	<p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.6.4 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>事故シナリオグループ「LOCA時注水機能喪失」において、<u>重大事故等対策時における事象発生2時間までに必要な要員は、「2.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり18名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している災害対策要員（初動）の39名で対処可能である。</u></p> <p>また、<u>事象発生2時間以降に必要な参集要員は5名であり、発電所構外から2時間以内に参集可能な要員の72名で確保可能である。</u></p>	<p>(4) まとめ</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>2.6.4 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>事故シナリオグループ「LOCA時注水機能喪失」において、<u>重大事故等対策時における必要な要員は、「2.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり28名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している緊急時対策要員の45名で対処可能である。</u></p>	<p>達時間と現場に要する時間の比較を実施。</p> <p>・運用の相違 【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である。</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> <p>・運用の相違 【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</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) 必要な資源の評価</p> <p>事故シナシケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ</u>については、7 日間の対応を考慮すると、<u>号炉あたり合計約 5,400m³の水が必要となる。6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮すると、合計約 10,800m³の水が必要である。水源として、各号炉の復水貯蔵槽に約 1,700m³ 及び淡水貯水池に約 18,000m³の水を保有している。</u></p> <p>これにより、<u>6 号及び 7 号炉の同時被災を考慮しても、必要な水源は確保可能である。また、事象発生 12 時間以降に淡水貯水池の水を、可搬型代替注水ポンプ（A-2 級）により復水貯蔵槽へ給水することで、復水貯蔵槽を枯渇させることなく復水貯蔵槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能となる。</u></p> <p><u>ここで、復水貯蔵槽への補給の開始を事象発生 12 時間後としているが、これは、可搬型設備を事象発生から 12 時間以内に使用できなかった場合においても、その他の設備にて重大事故等に対応できるよう設定しているものである。</u></p> <p style="text-align: right;"><u>（添付資料 2.6.5）</u></p> <p>b. 燃料</p>	<p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シナシケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイ</u>については、7 日間の対応を考慮すると、<u>合計約 5,320m³の水が必要である。水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m³及び西側淡水貯水設備に約 4,300m³の水を保有している。</u></p> <p>これにより、必要な水源は確保可能である。また、<u>西側淡水貯水設備の水を可搬型代替注水中型ポンプにより代替淡水貯槽へ給水することで、代替淡水貯槽を枯渇させることなく代替淡水貯槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能となる。</u></p> <p style="text-align: right;"><u>（添付資料 2.6.8）</u></p> <p>b. 燃料</p>	<p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>事故シナシケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p><u>低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器代替スプレイ系（可搬型）による格納容器スプレイ</u>については、7 日間の対応を考慮すると、<u>合計約 3,400m³の水が必要となる。水源として、低圧原子炉代替注水槽に約 740m³及び輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）に約 7,000m³の水を保有している。</u></p> <p>これにより、必要な水源は確保可能である。また、<u>事象発生 2 時間 30 分以降に輪谷貯水槽（西 1 / 西 2）の水を大量送水車により低圧原子炉代替注水槽へ給水することで、低圧原子炉代替注水槽を枯渇させることなく低圧原子炉代替注水槽を水源とした 7 日間の注水継続実施が可能となる。</u></p> <p style="text-align: right;"><u>（添付資料 2.6.6）</u></p> <p>b. 燃料</p> <p><u>常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 352m³の軽油が必要となる。ガスタービン発電機用軽油タンクにて約 450m³の軽油を保有しており、この使用が可能であることから常設代替交流電源設備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。</u></p>	<p>より実施可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・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。 ・水量評価結果の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】 ・解析条件の相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、事象発生後から必要な可搬型設備を準備し、使用することを想定。 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 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（GTG）を起動し、低

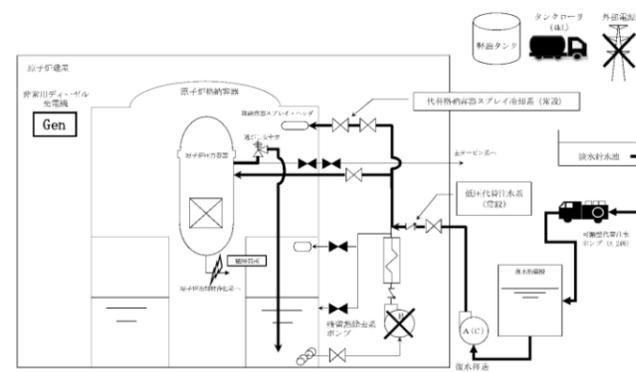
柏崎刈羽原子力発電所 6/7号炉 (2017.12.20版)	東海第二発電所 (2018.9.12版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>非常用ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、<u>号炉あたり約753kLの軽油が必要となる。可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による復水貯蔵槽への給水</u>については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水ポンプ(A-2級)の運転を想定すると、7日間の運転継続に号炉あたり約15kLの軽油が必要となる。5号炉原子炉建屋内緊急時対策所用可搬型電源設備及びモニタリング・ポスト用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に合計約13kLの軽油が必要となる(6号及び7号炉合計約1,549kL)。</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、<u>可搬型代替注水ポンプ(A-2級)による復水貯蔵槽への給水</u>、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。 (添付資料2.6.6)</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、<u>各号炉の非常用ディーゼル発電機</u>によって給電を行うものとする。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>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は、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、<u>合計約755.5kLの軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクにて約800kLの軽油を保有しており</u>、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。<u>可搬型代替注水中型ポンプ(1台)による代替淡水貯蔵槽への給水</u>については、保守的に事象発生直後からの可搬型代替注水中型ポンプ(1台)の運転を想定すると、7日間の運転継続に約6.0kLの軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクにて約210kLの軽油を保有しており、この使用が可能であることから、<u>可搬型代替注水中型ポンプ(1台)による代替淡水貯蔵槽への給水</u>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。 (添付資料2.6.9)</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等及び常設代替交流電源設備(常設代替高圧電源装置2台)によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</p> <p>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故</p>	<p>非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、<u>運転継続に約700m³の軽油が必要となる。大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイ</u>については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約11m³の軽油が必要となる。<u>合計約711m³の軽油が必要となる。ディーゼル燃料貯蔵タンクにて約730m³の軽油を保有しており</u>、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、<u>大量送水車による低圧原子炉代替注水槽への給水及び格納容器スプレイ</u>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、<u>緊急時対策所用発電機</u>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。 (添付資料2.6.7)</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等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。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>常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故</p>	<p>圧原子炉代替注水ポンプへの電源供給を行う。</p> <ul style="list-style-type: none"> 設備設計の相違【柏崎6/7】 <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> <ul style="list-style-type: none"> 燃料評価結果の相違【柏崎6/7、東海第二】 設備設計の相違【柏崎6/7】 <p>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> <ul style="list-style-type: none"> 設備設計の相違【柏崎6/7】 <p>緊急時対策所用発電機は専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> <ul style="list-style-type: none"> 設備設計の相違【柏崎6/7】 <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>

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、<u>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</u>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>2.6.5 結論</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し、かつ、自動減圧系が機能喪失することで、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として<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、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している。</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「<u>中破断 LOCA+HPCF 注水失敗+低圧 ECCS 注水失敗</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、逃がし安全弁による原子炉減圧、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水、<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実施することにより、炉心損傷することはない。</p>	<p>等対策時に必要な負荷として、<u>約 1,141kW</u> 必要となるが、<u>常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）</u>は連続定格容量が<u>約 2,208kW</u> 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。 <u>（添付資料 2.6.10）</u></p> <p>2.6.5 結論</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し、かつ、自動減圧系が機能喪失することで、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として<u>低圧代替注水系（常設）</u>及び逃がし安全弁（<u>自動減圧機能</u>）による原子炉注水手段、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<u>格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置等</u>による<u>格納容器除熱手段</u>を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「<u>中破断 LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗</u>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、逃がし安全弁（<u>自動減圧機能</u>）による原子炉減圧、<u>低圧代替注水系（常設）</u>による原子炉注水、<u>代替格納容器スプレイ冷却系（常設）</u>による<u>格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置等</u>による<u>格納容器除熱</u>を実施することにより、炉心損傷することはない。</p>	<p>等対策に必要な負荷として、<u>約 354kW</u> 必要となるが、常設代替交流電源設備は連続定格容量が<u>約 4,800kW</u> 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。 <u>（添付資料 2.6.8）</u></p> <p>2.6.5 結論</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し、かつ、自動減圧系が機能喪失することで、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として<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、安定状態に向けた対策として<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手段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手段を整備している。</p> <p>事故シーケンスグループ「LOCA 時注水機能喪失」の重要事故シーケンス「<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>」について有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、逃がし安全弁による原子炉減圧、<u>低圧原子炉代替注水系（常設）</u>による原子炉注水、<u>格納容器代替スプレイ系（可搬型）</u>による原子炉格納容器冷却及び<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を実施することにより、炉心損傷することはない。</p>	<p>・電源設備容量の相違 【柏崎 6/7，東海第二】 島根 2号炉は、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 は必要負荷について非常用ディーゼル発電機により電源供給を行う。</p> <p>・設備設計の相違 【柏崎 6/7】 島根 2号炉は、モニタリングポスト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>

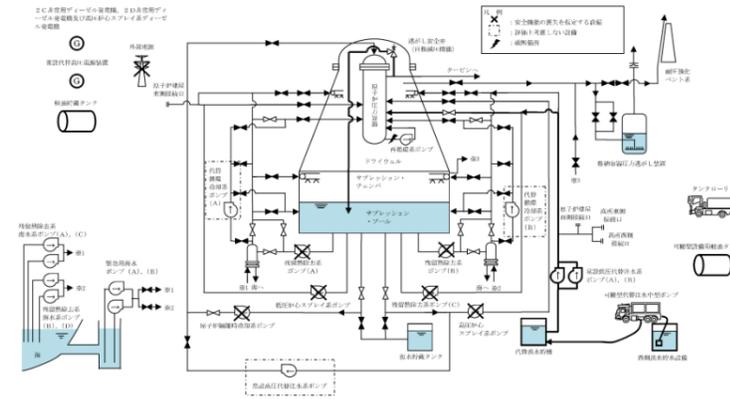
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考
<p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>なお、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>の使用による敷地境界での実効線量は周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<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>低圧代替注水系(常設)</u>及び<u>逃がし安全弁</u>による原子炉注水、<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「LOCA時注水機能喪失」に対して有効である。</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>なお、<u>格納容器圧力逃がし装置等</u>の使用による敷地境界及び<u>非居住区域境界</u>での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<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>低圧代替注水系(常設)</u>及び<u>逃がし安全弁(自動減圧機能)</u>による原子炉注水、<u>格納容器圧力逃がし装置等</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「LOCA時注水機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>なお、<u>格納容器フィルタベント系</u>の使用による敷地境界での実効線量は周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えない。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、<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、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>以上のことから、<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>及び<u>逃がし安全弁</u>による原子炉注水、<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「LOCA時注水機能喪失」に対して有効である。</p>	<p>備考</p> <p>・評価条件の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、隣接する原子力事業者がないため敷地境界を評価地点としている。</p>



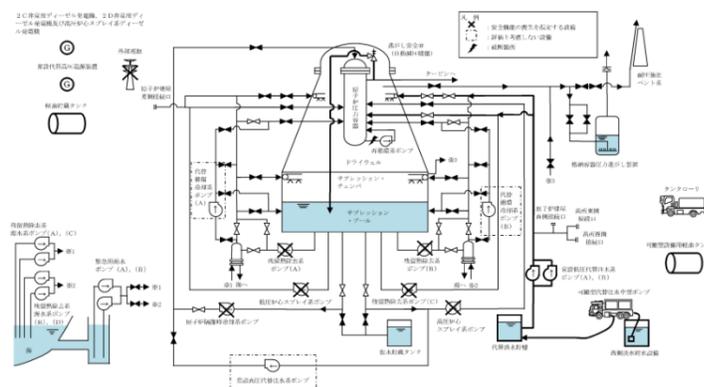
第 2.6.1 図 「LOCA 時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (原子炉急速減圧及び原子炉注水)



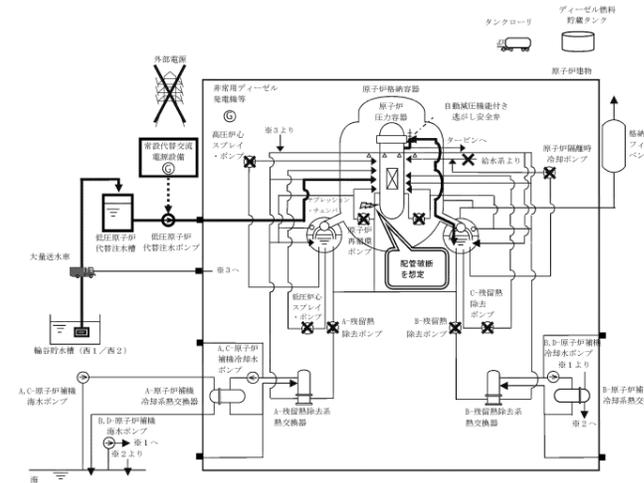
第 2.6.2 図 「LOCA 時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)



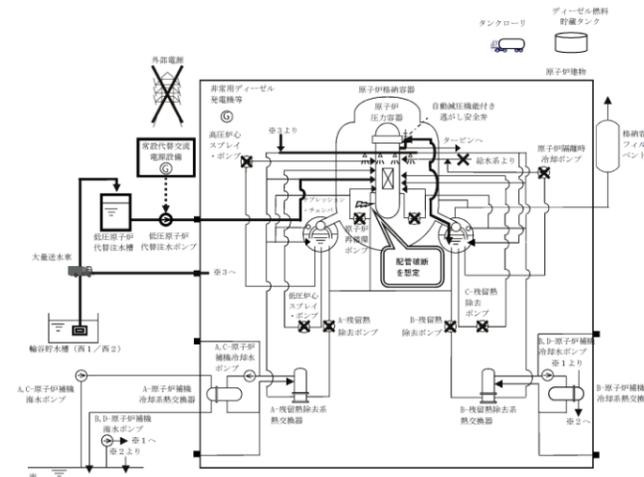
第 2.6-1 図 LOCA 時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水段階)



第 2.6-1 図 LOCA 時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び代替格納容器スプレィ冷却系 (常設) による格納容器冷却段階)



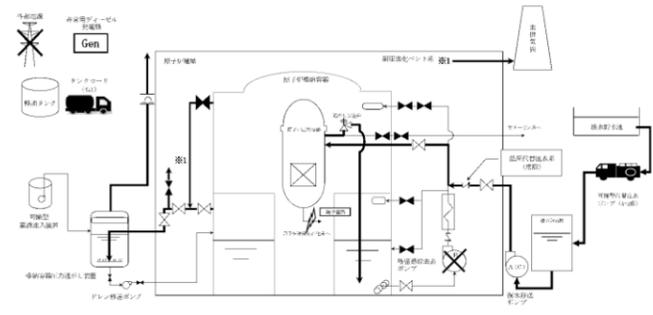
第 2.6.1-1(1) 図 「LOCA 時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉急速減圧及び原子炉注水)



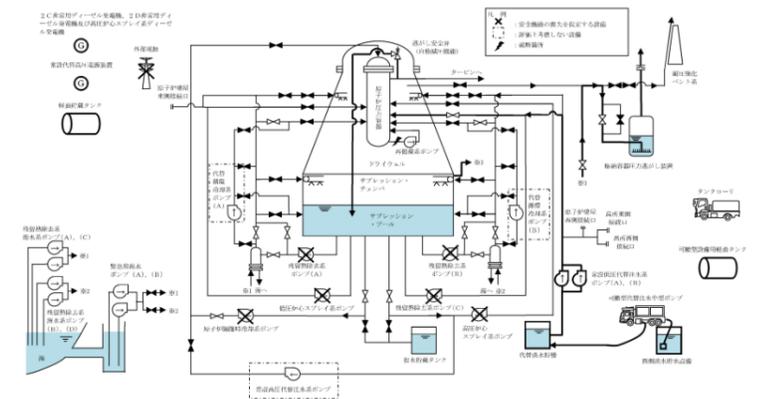
第 2.6.1-1(2) 図 「LOCA 時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (原子炉注水及び原子炉格納容器冷却)

備考
・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

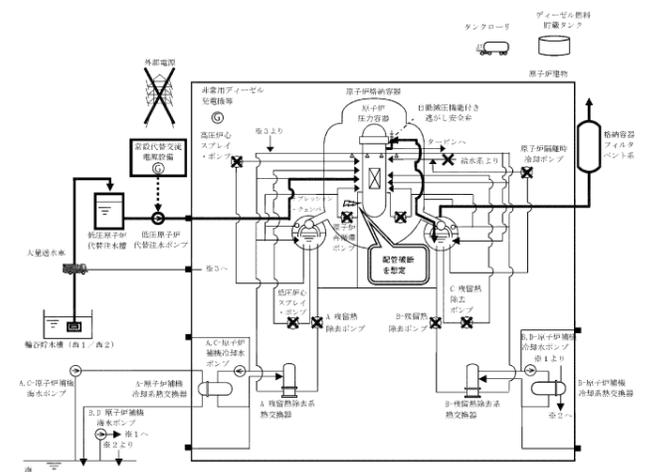
・運用の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
外部水源による格納容器スプレィを実施する場合、スプレィ実施以降の炉心損傷の発生を想定すると、原子炉格納容器内の保有水量の観点から、スプレィを実施しない場合に比べ、格納容器ベントまでの時間が短くなる。島根 2号炉は、ベント遅延効果を図るため、残留熱除去系又は残留熱代替除去系の復旧が期待できない場合は格納容器代替スプレィ系による格納容器冷却操作を実施しない。



第 2.6.3 図 「LOCA 時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (原子炉注水及び原子炉格納容器除熱)

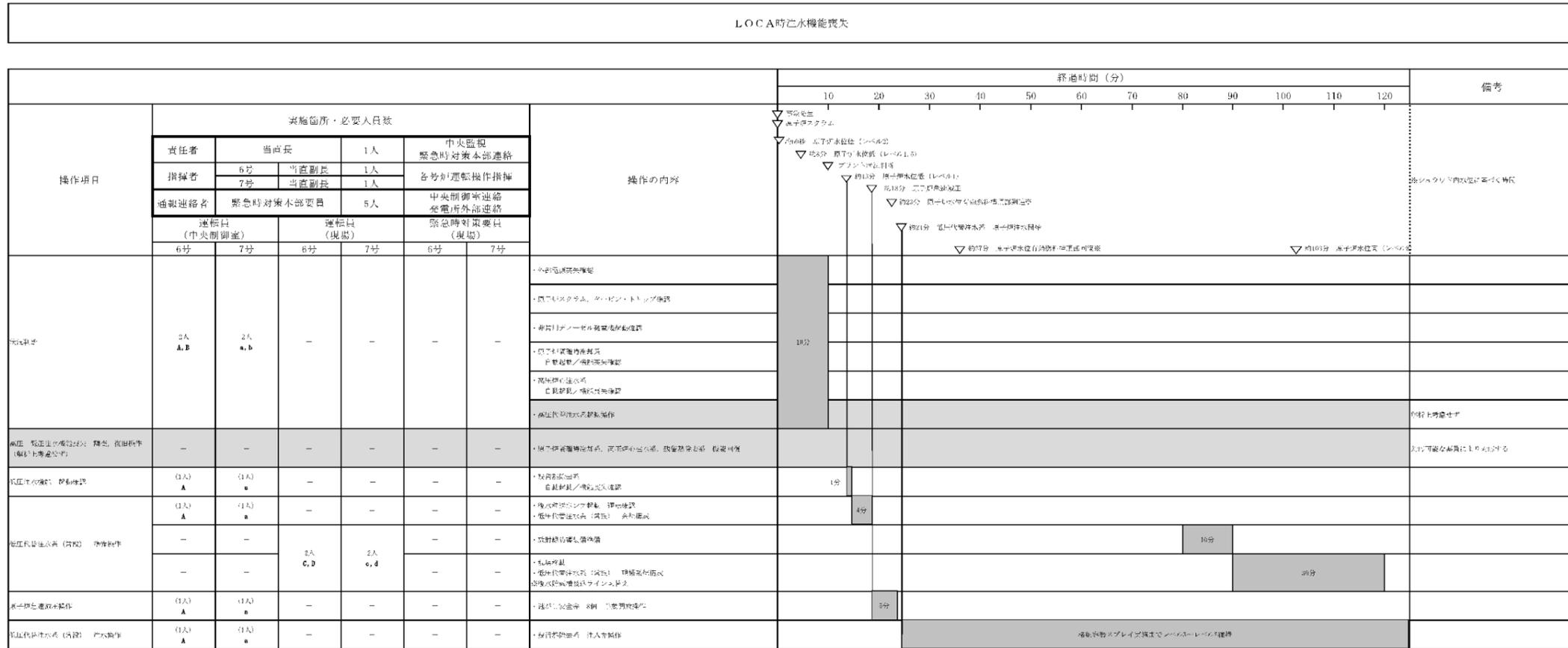


第 2.6-1 図 LOCA時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
 (低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱段階)



第 2.6.1-1(3) 図 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策の概略系統図 (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】



差異理由は、島根2号炉「第2.6.1-3図「LOCA時注水機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照

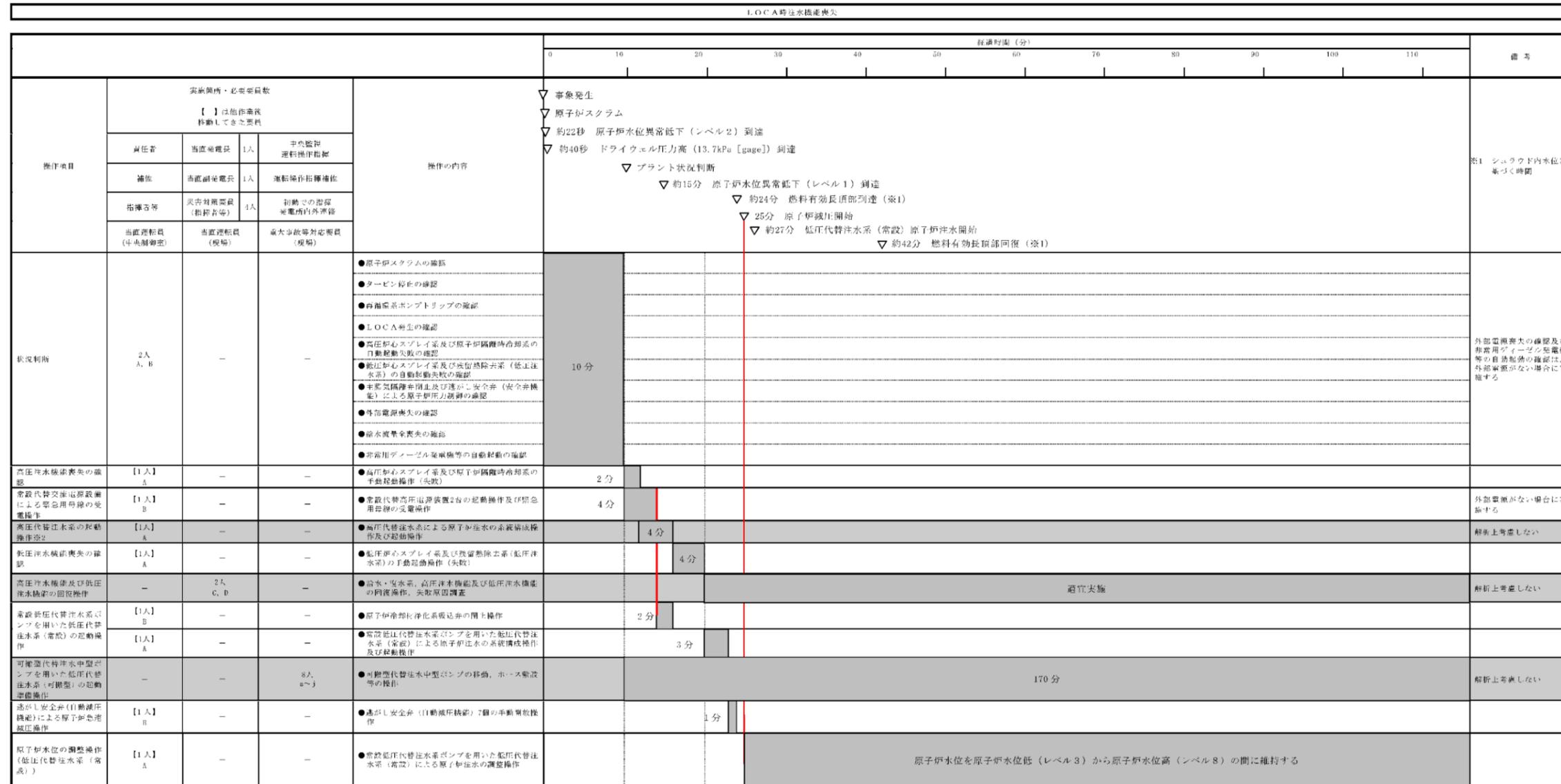
第2.6.5図 「LOCA時注水機能喪失」の作業と所要時間(1/2)

差異理由は、島根2号炉「第2.6.1-3図「LOCA時注水機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照

LOCA時注水機能喪失							経過時間(時間)										備考	
操作項目	実施箇所・必要人員数						操作の内容	経過時間(時間)										備考
	運転口 (中央制御室)		運転口 (現場)		緊急時対応要員 (現場)			経過時間(時間)										
	6号	7号	6号	7号	6号	7号		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	
迅速復旧作業(試験) 高圧注水	(1人) A	(1人) B	-	-	-	-	・高圧注水ポンプの投入準備	高圧注水ポンプの投入準備										
低圧注水ポンプの投入準備(試験) 操作	(1人) A	(1人) B	-	-	-	-	・低圧注水ポンプの投入準備	低圧注水ポンプの投入準備										
原子炉冷却水ポンプの停止(3号機) 作業(3号機) 作業(3号機)	(1人) A	(1人) B	-	-	-	-	・原子炉冷却水ポンプの停止	3分	・高圧注水ポンプの投入準備									・高圧注水ポンプの投入準備
原子炉冷却水の停止(3号機) 作業(3号機) 作業(3号機)	(1人) A	(1人) B	-	-	-	-	・原子炉冷却水の停止	3分	・高圧注水ポンプの投入準備									・高圧注水ポンプの投入準備
注水ポンプの停止(3号機) 作業(3号機) 作業(3号機)	(1人) A	(1人) B	-	-	-	-	・注水ポンプの停止	10分										
								30分										
注水ポンプの停止(3号機) 作業(3号機) 作業(3号機)	(1人) A	(1人) B	-	-	-	-	・注水ポンプの停止	10分										
								30分										
低圧注水ポンプの投入準備(3号機) 作業(3号機) 作業(3号機) 作業(3号機) 作業(3号機)	(1人) B	(1人) B	-	-	-	-	・低圧注水ポンプの投入準備											
	-	-	(1人) C, D	(1人) E, F	-	-	・低圧注水ポンプの投入準備											
	-	-	-	-	-	-	・低圧注水ポンプの投入準備											
	-	-	-	-	-	-	・低圧注水ポンプの投入準備											
	-	-	-	-	-	-	・低圧注水ポンプの投入準備											
低圧注水ポンプの投入準備(3号機) 作業(3号機) 作業(3号機) 作業(3号機)	(1人) B	(1人) B	-	-	-	-	・低圧注水ポンプの投入準備											
	(1人) B	(1人) B	-	-	-	-	・低圧注水ポンプの投入準備											
	-	-	(1人) C, D	(1人) E, F	-	-	・低圧注水ポンプの投入準備											
	(1人) B	(1人) B	-	-	10人 (作業)	10人 (作業)	・低圧注水ポンプの投入準備											
低圧注水ポンプの投入準備(3号機) 作業(3号機) 作業(3号機)	-	-	-	-	-	-	・低圧注水ポンプの投入準備	10分										
	-	-	-	-	-	-	・低圧注水ポンプの投入準備	10分										
低圧注水ポンプの投入準備(3号機) 作業(3号機) 作業(3号機)	2人 A, B	2人 C, D	2人 E, F	2人 G, H	3人 (作業要員)	3人 (作業要員)	・低圧注水ポンプの投入準備											

第2.6.5図 「LOCA時注水機能喪失」の作業と所要時間(2/2)

差異理由は、島根2号炉「第2.6.1-3図「LOCA時注水機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照



※2 本事故シナリオグループにおいては確認に期待しないこととする。

第2.6-3 図 LOCA時注水機能喪失の作業と所要時間 (1/2)

差異理由は、島根2号炉「第2.6.1-3図「LOCA時注水機能喪失」の作業と所要時間」の備考欄参照

				LOCA時注水機能喪失												備考	
				経過時間(時間)													
				4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	48		
操作項目	実施場所・必要員数			操作の内容	▼25分 原子炉減圧開始 ▼約27分 低圧代替注水系(常設)原子炉注水開始 ▼約16時間 格納容器圧力0.279MPa [gauge] 到達 ▼約24時間 サブプレッション・プール水位 通常水位 5.5m到達 ▼約27時間 サブプレッション・プール水位 通常水位 16.5m到達 ▼約28時間 格納容器圧力0.31MPa [gauge] 到達												備考
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)														
原子炉水位の調整 操作(低圧代替注水系(常設))	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間に維持する												
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ高調整(常設)による格納容器冷却	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ高調整(常設)による格納容器冷却操作	格納容器スプレイ中適宜状態監視												
代替凝縮冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	【1人】 A	-	-	●代替凝縮冷却系による原子炉注水操作 ●代替凝縮冷却系による格納容器除熱操作													解所上考慮しない 代替凝縮冷却系のみで状態維持が可能の場合は、低圧代替注水系(常設)による注水を停止する
原子炉注水操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を可能な限り高く維持												解所上考慮しない
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用排水系による排水系の水系統構成操作及び制御操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	適宜実施												解所上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに要する
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱の準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱の準備操作(中央制御室での第一準備操作)	5分												
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱の準備操作	-	【2人】 C, D, E	-	●第一現場準備操作等への移動 ●格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱の準備操作(現場での第二準備操作)	123分												解所上考慮しない
格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱の準備操作(サブプレッション・チェンバール)	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱準備操作(中央制御室での第二準備操作) ●第二現場準備操作等への移動 ●格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱準備操作(現場での第二準備操作)	75分												解所上考慮しない
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作	-	-	3人 (班編)	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分												解所上考慮しない
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作	-	-	8人 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	180分												代替注水中型ポンプの積込までには十分な時間がある
可搬型代替注水中型ポンプによる代替注水貯槽への補給操作	-	-	【2人】 a, b	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作及び水取補給操作	適宜実施												代替注水中型ポンプの残量に応じて適宜実施を実施する
タンクローリによる燃料貯槽油操作	-	-	2人 (班編)	●可搬型設備用タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	90分												タンクローリ残量に応じて適宜給油タンクから給油
必要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	8人 a~h (班編要員5人)														

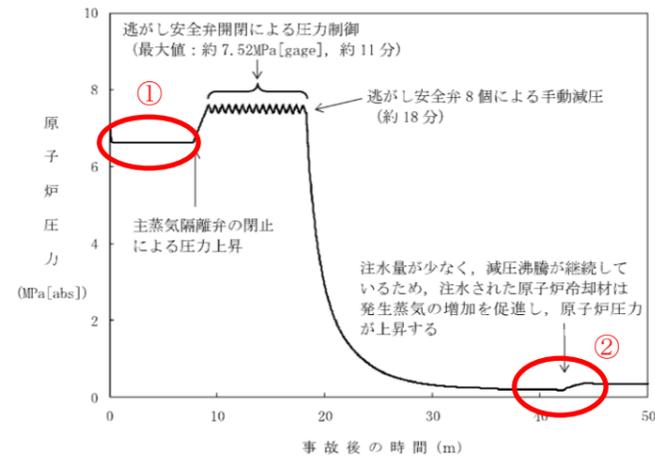
第2.6-3 図 LOCA時注水機能喪失の作業と所要時間 (2/2)

				LOCA時注水機能喪失																														
操作項目	高圧側所・必要人員数			操作の内容	経過時間(分)							経過時間(時間)														経過時間(日)							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	10	20	30	40	50	60	1	2	3	4	5	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	27	28	29	5	6	7		
状況判断	1人 A	-	-	-	10分	事象発生 原子炉スクラム 約2分 原子炉水位(レベル2) 約1分 格納容器圧力13.7kPa[gage] プラント状況判断 10分 常設代替交流電源設備による給電 約1分 原子炉水位(レベル1) 約25分 原子炉水位燃料棒有効燃焼開始 約30分 原子炉急減圧 約35分 低圧原子炉代替注水(常設) 原子炉注水開始 約51分 原子炉水位 燃料棒有効燃焼開始 約1時間 格納容器圧力20kPa[gage]到達 約21時間 格納容器圧力38kPa[gage]到達 約27時間 全ポンクション・プール水位 満水水位+約1.3m到達																												※シムラウド内水位に基づく時間
高圧/低圧注水機能喪失 調査、復旧操作	-	-	-	-	-	・ 外配電線喪失確認 ・ 給水流量の全喪失確認 ・ 原子炉スクラム、タービントリップ確認 ・ 非常用ディーゼル発電機等自動起動確認 ・ 再循環ポンプトリップ確認 ・ 高圧伊心スプレイス、残留熱除去系、低圧伊心スプレイス機能喪失確認 ・ 主要気漏れ弁全閉確認/逃がし安全弁による原子炉圧力制御確認 ・ 原子炉隔離時冷却系機能喪失確認 ・ 高圧原子炉代替注水系起動操作 ・ 非常用ガス処理系自動起動確認																												解析上考慮せず 解析上考慮せず 対応可能な要員により対応する
常設代替交流電源設備 起動操作	(1人) A	-	-	-	10分	・ 常設代替交流電源設備起動、受電操作																												
原子炉急減圧操作	(1人) A	-	-	-	10分	・ 自動減圧機能付き逃がし安全弁 6個 手動開放操作																												
低圧原子炉代替注水 (常設) 起動操作	(1人) A	-	-	-	10分	・ 低圧原子炉代替注水(常設) 起動/運転確認/系統構成/備えい漏れ 操作																												
低圧原子炉代替注水 (常設) 注水操作	(1人) A	-	-	-	-	・ 低圧原子炉代替注水(常設) 注水操作 原子炉水位をレベル3~レベル8で維持																												
軸谷貯水槽(百1/百2)から 低圧原子炉代替注水槽への 補給	-	-	14人 a~n	-	10分	・ 放射線防護具準備 ・ 大量送水による低圧原子炉代替注水槽への補給準備 (大量送水配管、ホース展開・接続)																												
格納容器代替スプレイス (可搬型) 系統構成	(1人) A	-	-	-	-	・ 大量送水による低圧原子炉代替注水槽への補給 適宜実施																												
格納容器代替スプレイス (可搬型) スプレイス操作	(1人) A	-	(2人) a,b	-	-	・ 格納容器代替スプレイス(可搬型) 系統構成 10分 ・ 格納容器代替スプレイス(可搬型) スプレイス操作(復旧) 適宜実施 ・ 格納容器代替スプレイス(可搬型) スプレイス操作 適宜実施																												
原子炉注水操作	(1人) A	-	-	-	-	・ 低圧原子炉代替注水(常設) による原子炉への注水流量の増加 格納容器圧力が38kPa[gage]に到達後、原子炉格納容器空間部への熱放出を防止するため、 原子炉への注水流量を抑制して原子炉水位をできるだけ高く維持する																												解析上考慮せず
格納容器ベント準備操作	(1人) A	-	-	-	10分	・ 格納容器ベント準備(NGC非常用ガス処理入口隔離弁操作)																												
格納容器ベント準備操作	-	2人 B,C	-	-	10分	・ 放射線防護具準備																												解析上考慮せず
格納容器ベント準備操作	-	-	-	-	1時間20分	・ 格納容器ベント準備(NGC非常用ガス処理入口隔離弁操作)																												
格納容器ベント準備操作	-	-	2人 a,p	-	10分	・ 放射線防護具準備																												解析上考慮せず
格納容器ベント準備操作	-	-	-	-	2時間	・ 水漏れ検出装置準備																												
格納容器ベント準備操作	-	-	(2人) c,d	-	2時間	・ 可搬式直吸供給装置準備																												解析上考慮せず
格納容器ベント操作	(1人) A	-	-	-	10分	・ 格納容器ベント操作(NGC N2トラス出口隔離弁操作)																												
格納容器ベント操作	-	(2人) B,C	-	-	1時間30分	・ 格納容器ベント操作(NGC N2トラス出口隔離弁操作)																												解析上考慮せず
燃料補給準備	-	-	-	-	10分	・ 放射線防護具準備																												
燃料補給作業	-	-	2人 q,t	-	2時間30分	・ ディーゼル燃料貯蔵タンクからタンクローリへの補給 ・ 大量送水への補給 適宜実施																												タンクローリ作業に応じて適宜 ディーゼル燃料貯蔵タンクから補給
燃料プール冷却再開	(1人) A	-	-	-	-	・ 燃料プール冷却ポンプを再起動し燃料プールの冷却を再開する。 ・ 必要に応じてスクマージタンクへの補給を実施する。 適宜実施																												解析上考慮せず 燃料プール水温60℃以下維持
必要人員数 合計	1人 A	-	2人 B,C	18人 a~t																														

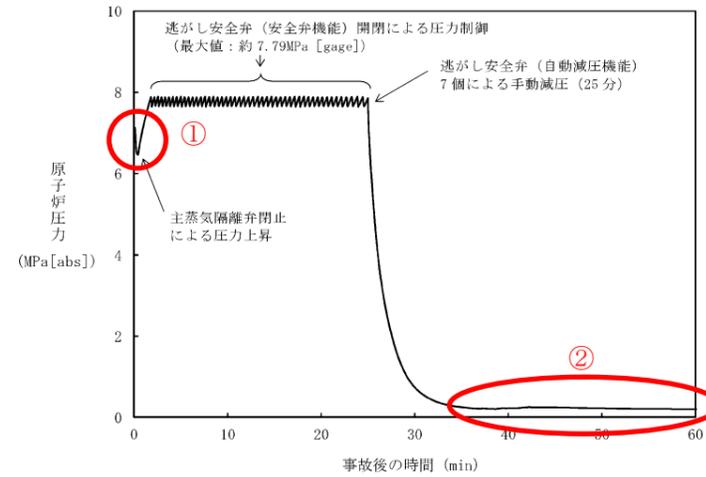
○ 内の数字は他の作業終了後、移動して対応する人員数。

- ・ 解析結果の相違に基づく差異
- ・ 設備設計・手順に基づく想定時間の差異
- ・ 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(ただし、事前に対応する要員を定めることが難しい機能回復操作を除く)

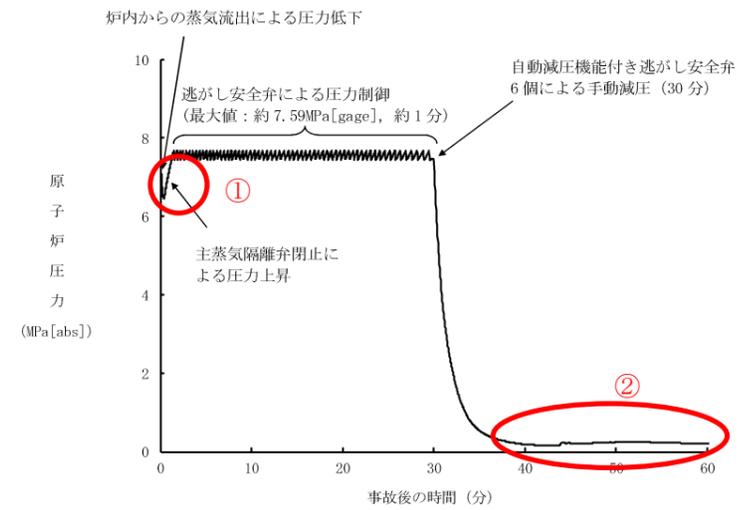
第 2.6.1-3 図 「LOCA時注水機能喪失」の作業と所要時間



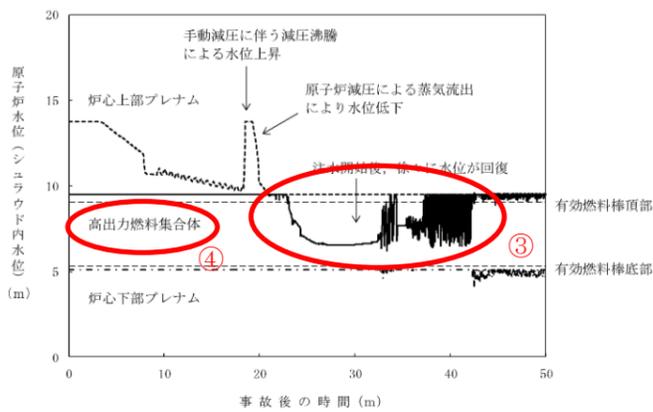
第 2.6.6 図 原子炉圧力の推移



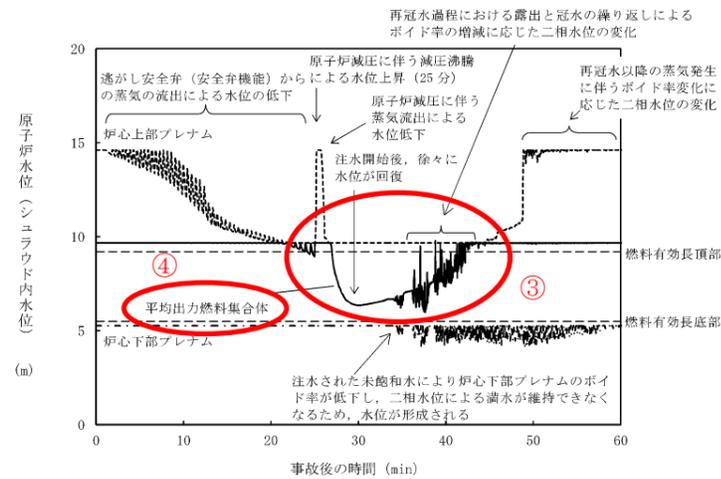
第 2.6-4 図 原子炉圧力の推移



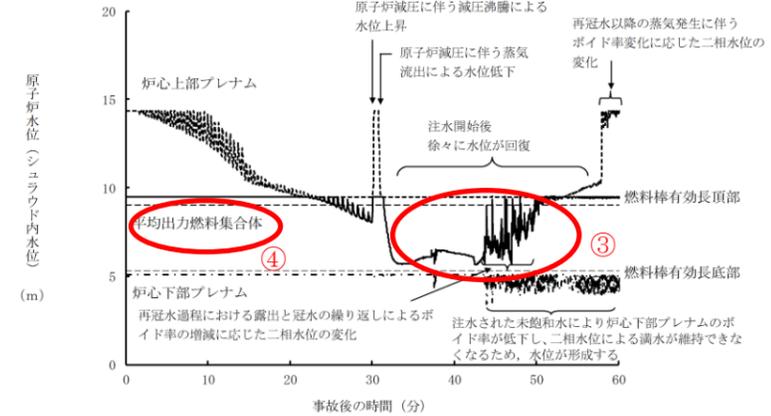
第 2.6.2-1(1) 図 原子炉圧力の推移



第 2.6.7 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



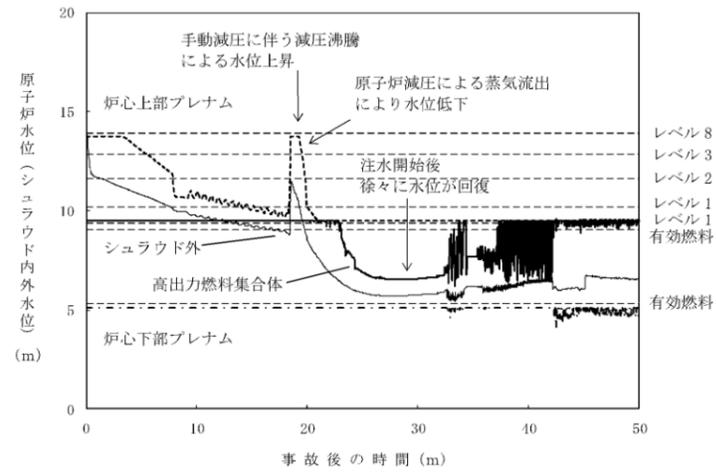
第 2.6-5 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移



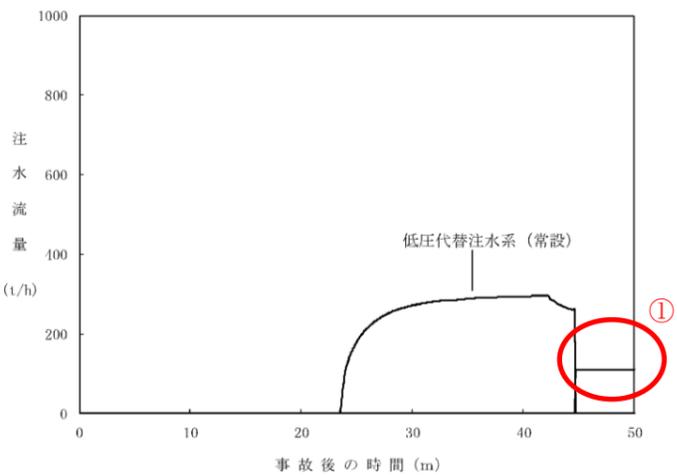
第 2.6.2-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内水位) の推移

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ①MS I V 閉動作の原子炉水位設定点 (島根 2号炉・東海第二:L2, 柏崎 6/7:L1.5) 及び破断面積の相違による水位低下速度の違いにより原子炉圧力上昇のタイミングが異なる。
【東海第二】
 ②ポンプ特性 (流量及び吐出圧) の違いにより、島根 2号炉及び柏崎 6/7 では蒸気発生量による原子炉圧力上昇が発生。

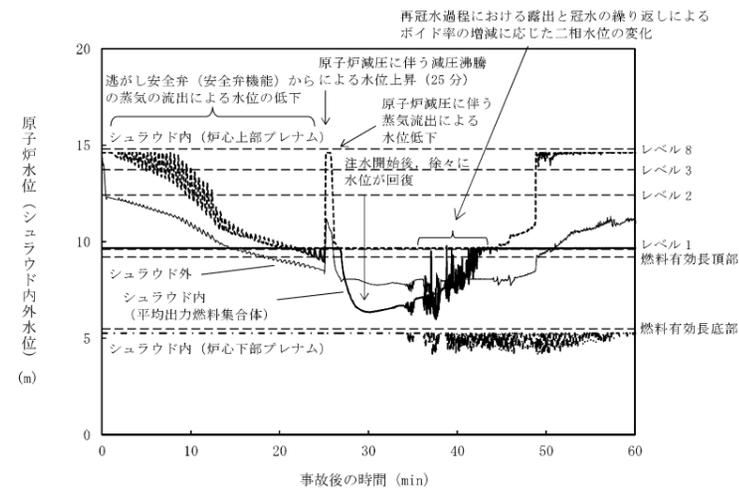
【柏崎 6/7, 東海第二】
 ③ポンプ特性 (流量及び吐出圧) の差異による原子炉水位回復の速さの違い。
【柏崎 6/7】
 ④島根 2号炉は、平均出力燃料集合体にて PCT が発生しているため、平均出力燃料集合体の原子炉水位を示している。



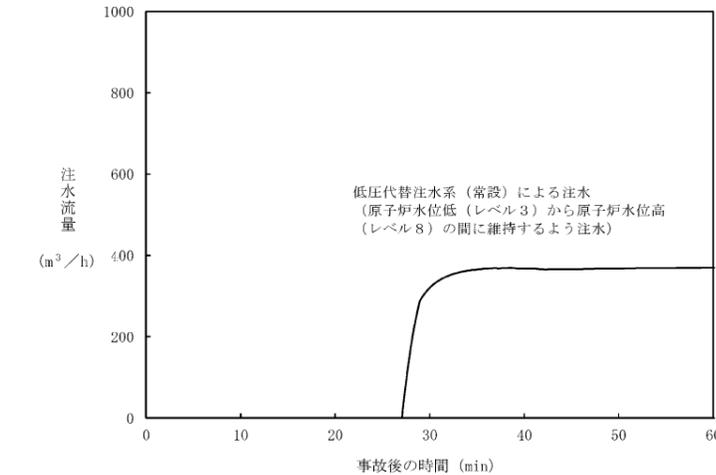
第 2.6.8 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



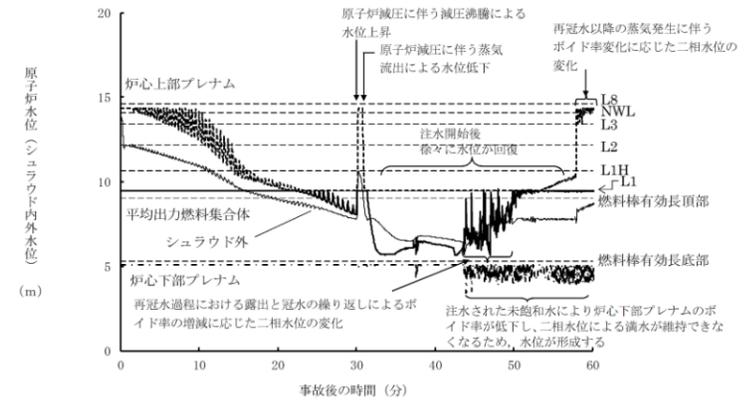
第 2.6.9 図 注水流量の推移



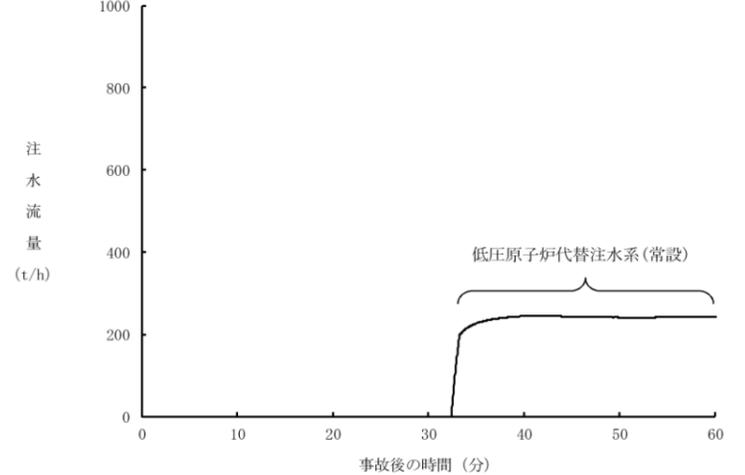
第 2.6-6 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移



第 2.6-7 図 注水流量の推移

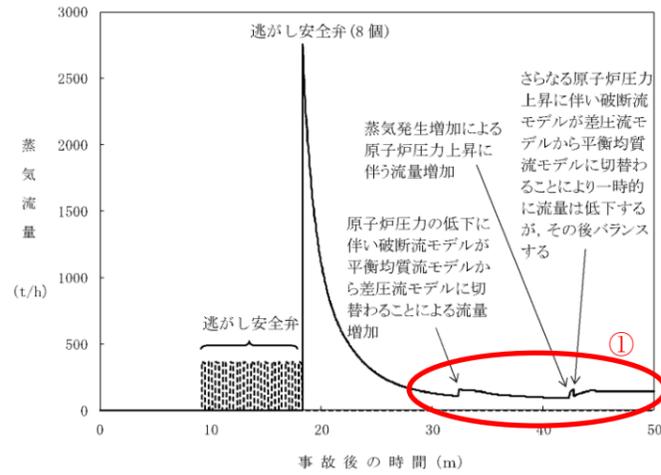


第 2.6.2-1(3) 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移

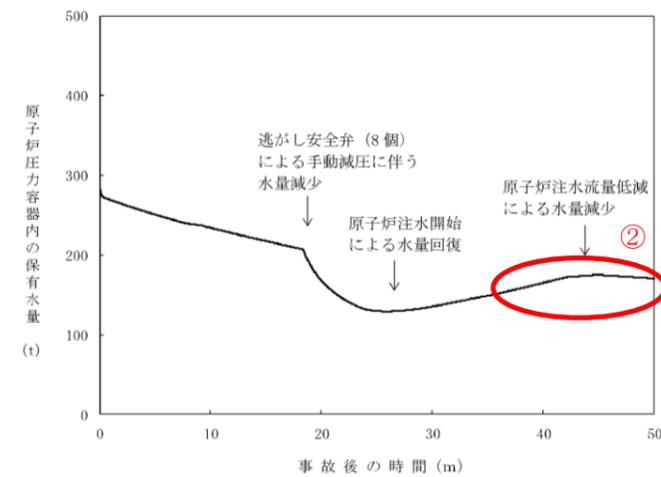


第 2.6.2-1(4) 図 注水流量の推移

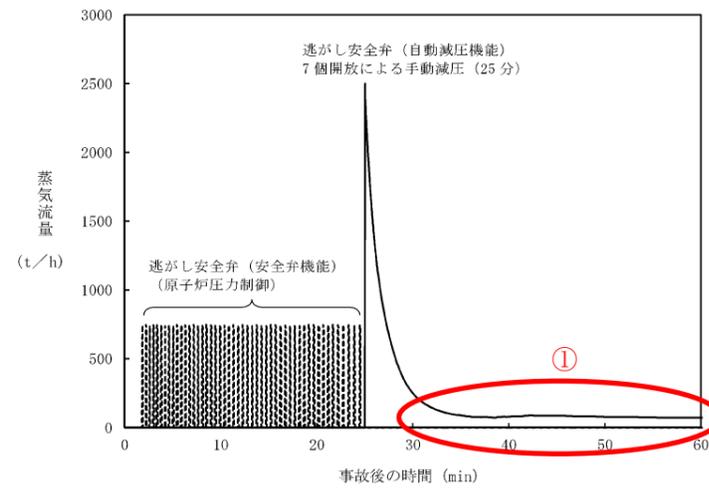
・解析結果の相違
【柏崎 6/7】
①柏崎 6/7 では炉心部冠水後、90m³/h 一定で注水を実施。



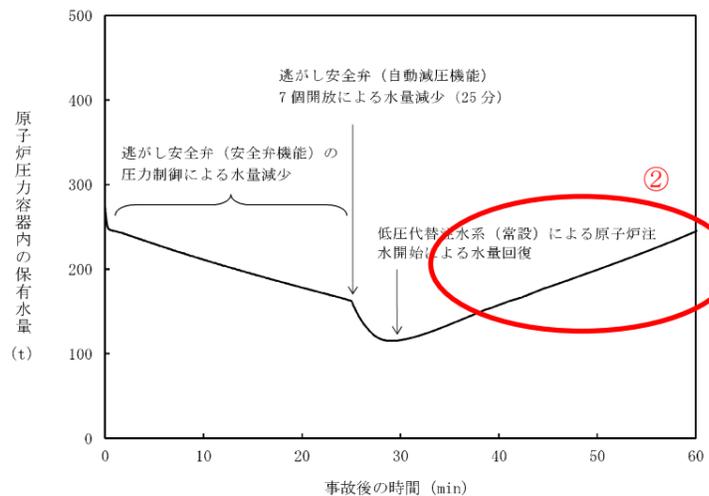
第 2.6.10 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



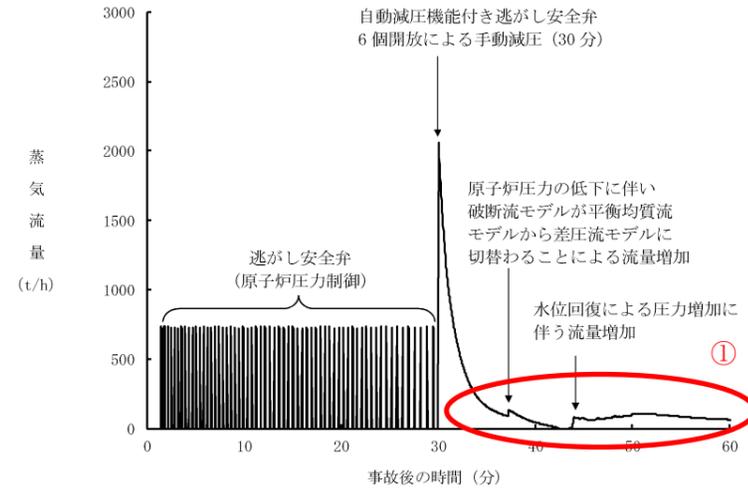
第 2.6.11 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



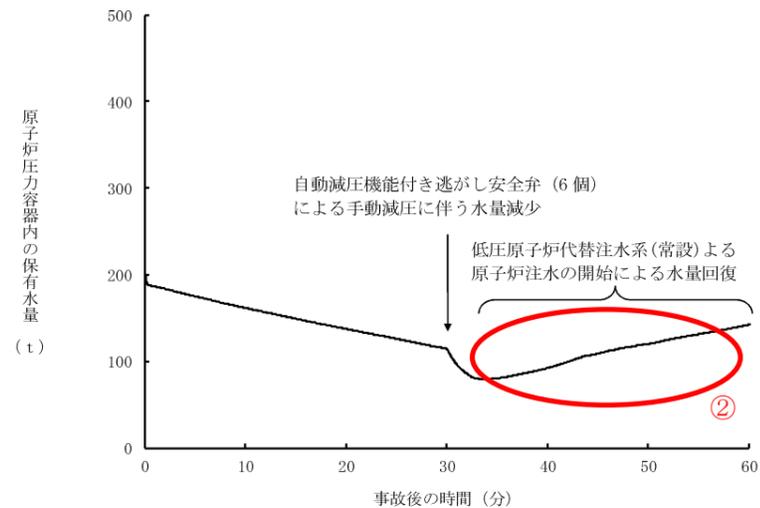
第 2.6-8 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



第 2.6-9 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移



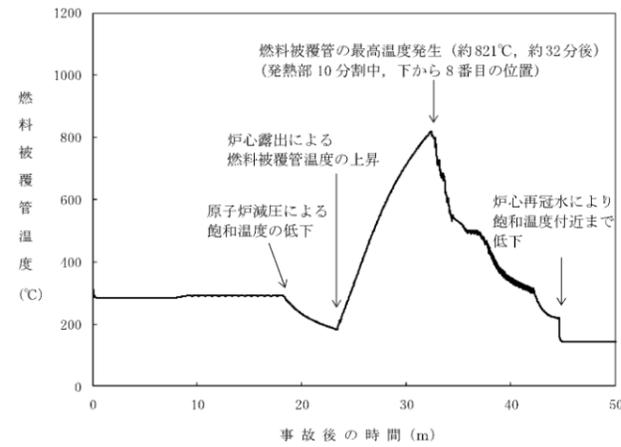
第 2.6.2-1(5) 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移



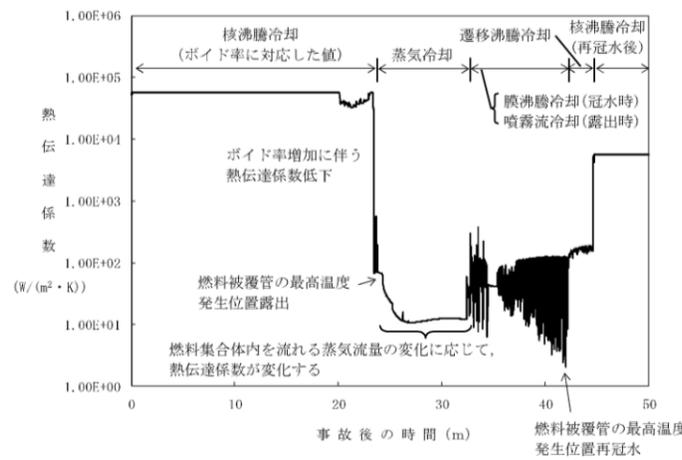
第 2.6.2-1(6) 図 原子炉压力容器内の保有水量の推移

・解析結果の相違
【東海第二】
 ①開放する逃がし安全弁の弁数の違い等に起因する蒸気流量の違いにより原子炉圧力低下速度が異なり、島根2号炉及び柏崎6/7では破断流モデルの切替えが発生する。

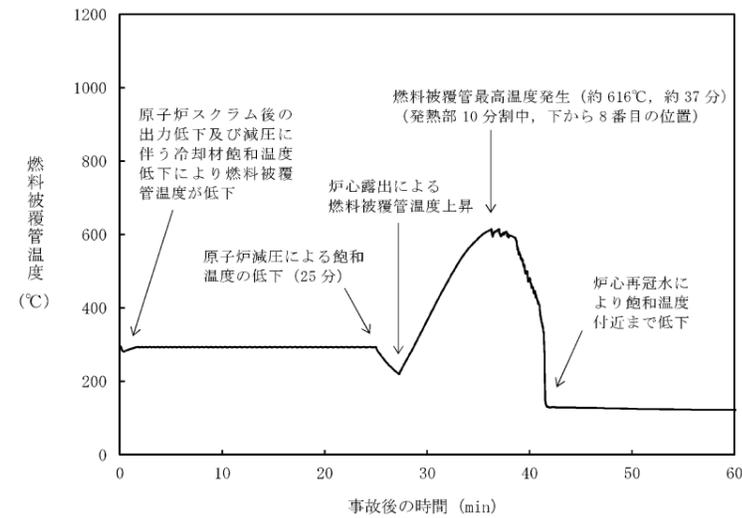
【柏崎6/7】
 ②柏崎6/7では炉心冠水後、90m³/h一定で注水することで流量が低減されるため水量が減少する。



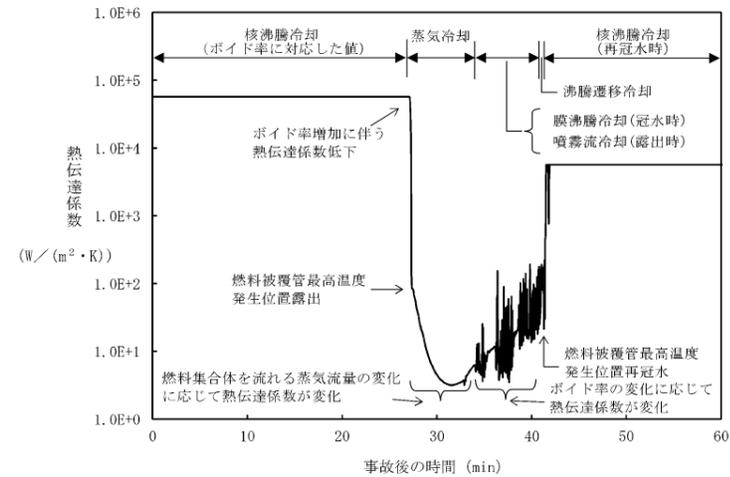
第 2.6.12 図 燃料被覆管温度の推移



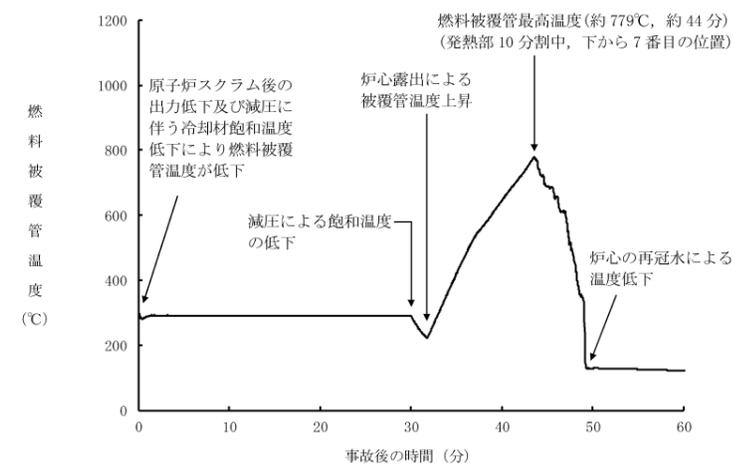
第 2.6.13 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



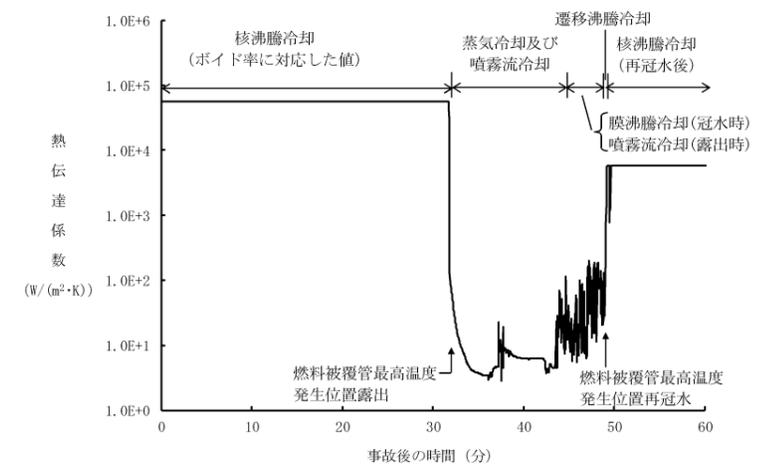
第 2.6-10 図 燃料被覆管温度の推移



第 2.6-11 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移



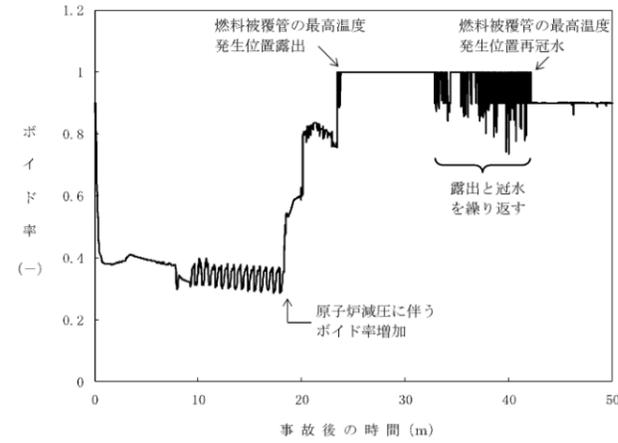
第 2.6.2-1(7) 図 燃料被覆管温度の推移



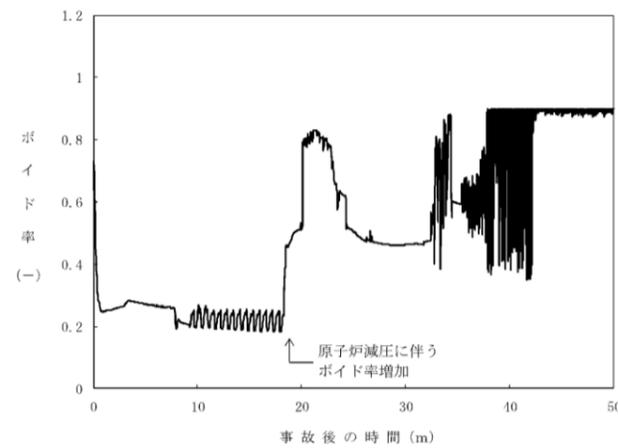
第 2.6.2-1(8) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
ポンプ特性 (流量及び吐出圧) の違いにより炉心露出時間に違いがあるため燃料被覆管温度の挙動が異なる。

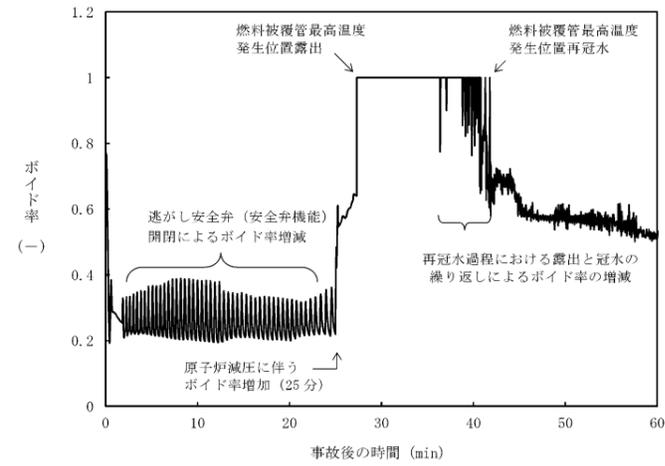
【柏崎 6/7, 東海第二】
ポンプ特性 (流量及び吐出圧) の違いにより炉心露出時間に違いがあるため熱伝達係数の推移が異なる。



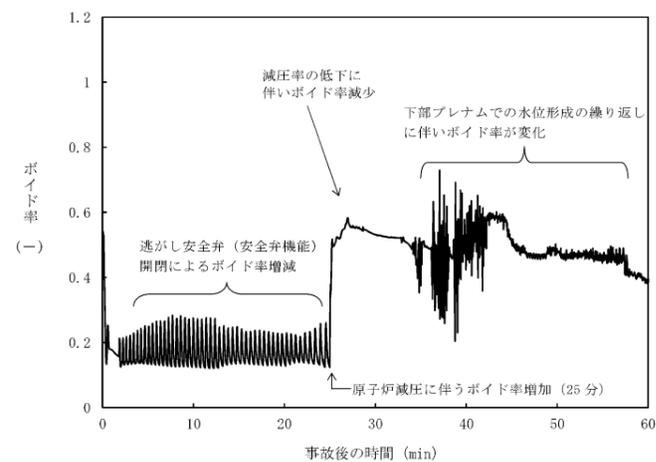
第 2.6.14 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



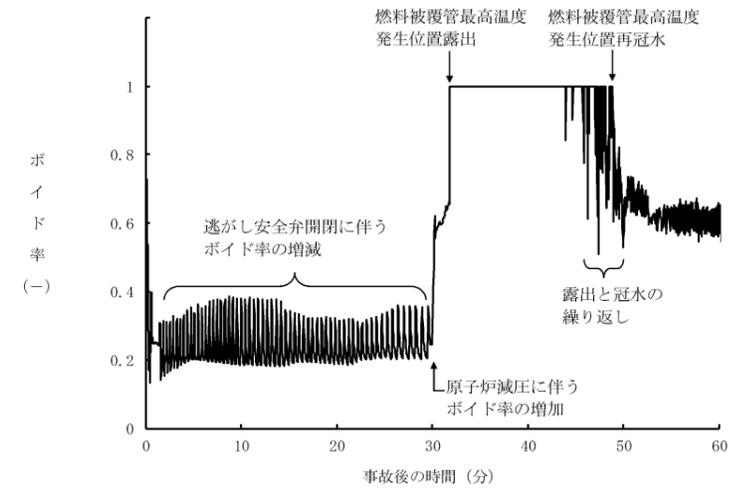
第 2.6.15 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移



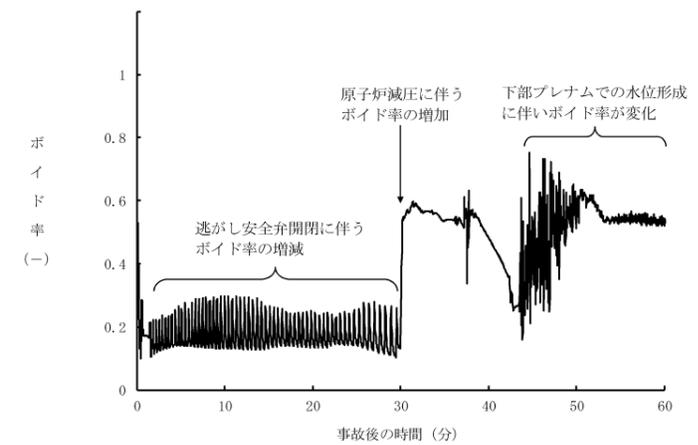
第 2.6-12 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移



第 2.6-13 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移



第 2.6.2-1(9) 図 燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率の推移

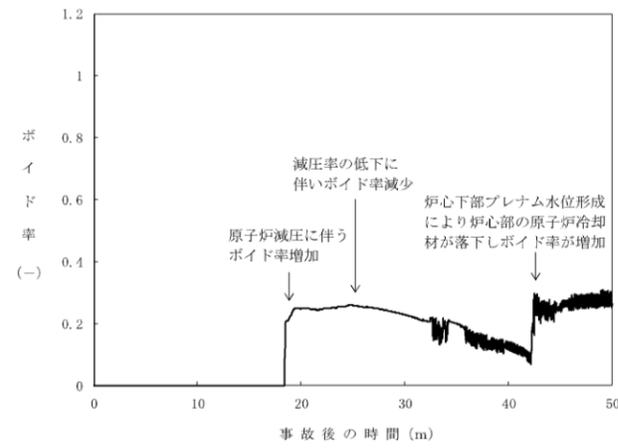


第 2.6.2-1(10) 図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移

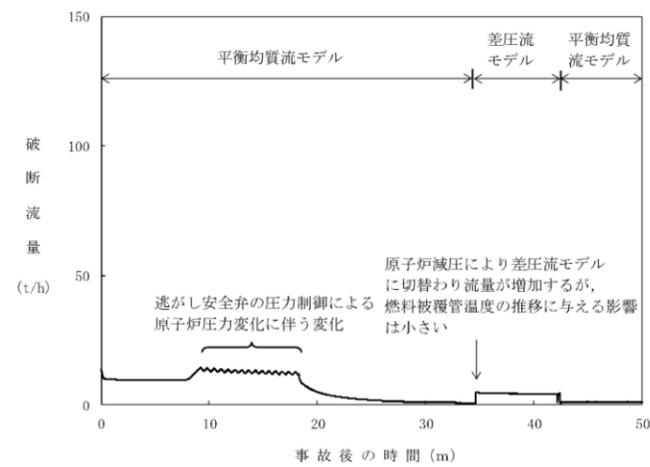
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
ポンプ特性 (流量及び吐出圧) の違いにより炉心露出時間に違いがあるためボイド率の推移が異なる。

【柏崎 6/7, 東海第二】
ポンプ特性 (流量及び吐出圧) の違いにより炉心露出時間に違いがあるためボイド率の推移が異なる。

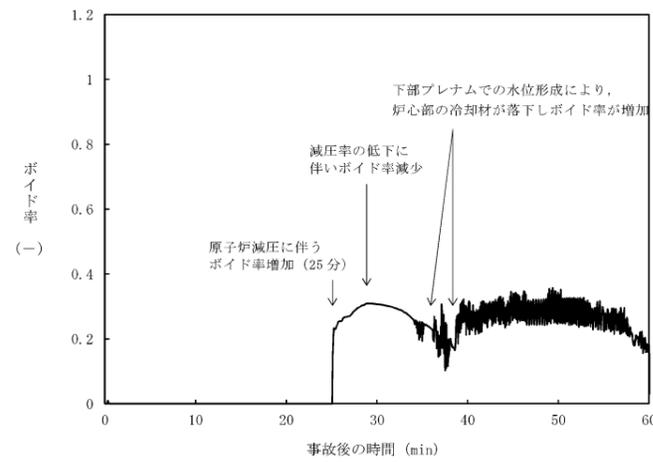
【柏崎 6/7】
島根 2号炉は、平均出力燃料集合体にて燃料被覆管の最高温度が発生しているため、高出力燃料集合体のボイド率を示している。



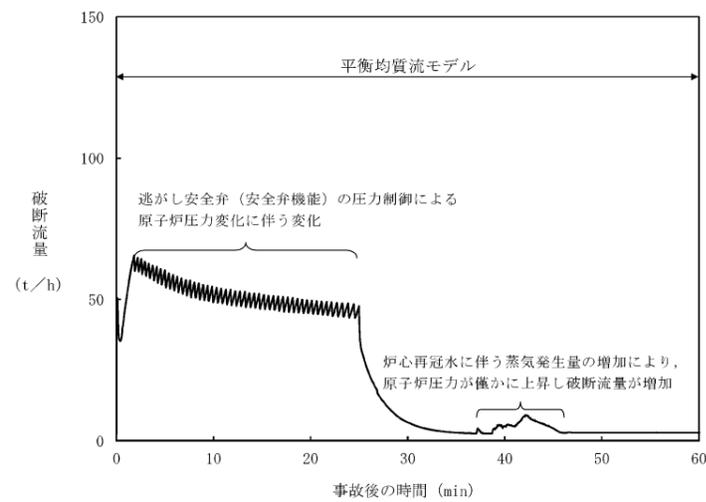
第 2.6.16 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



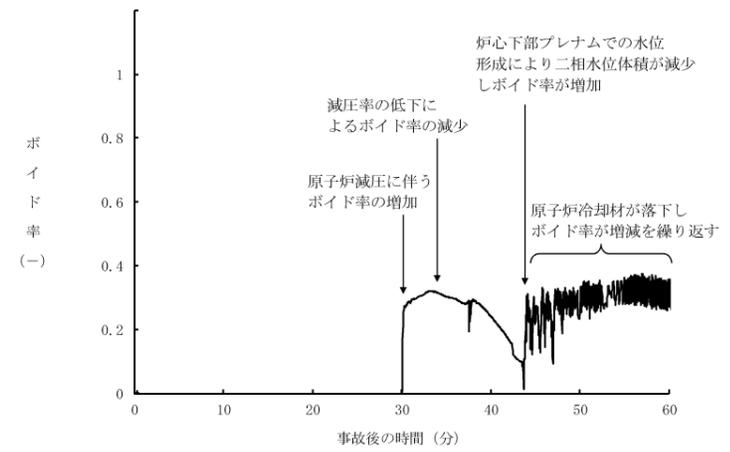
第 2.6.17 図 破断流量の推移



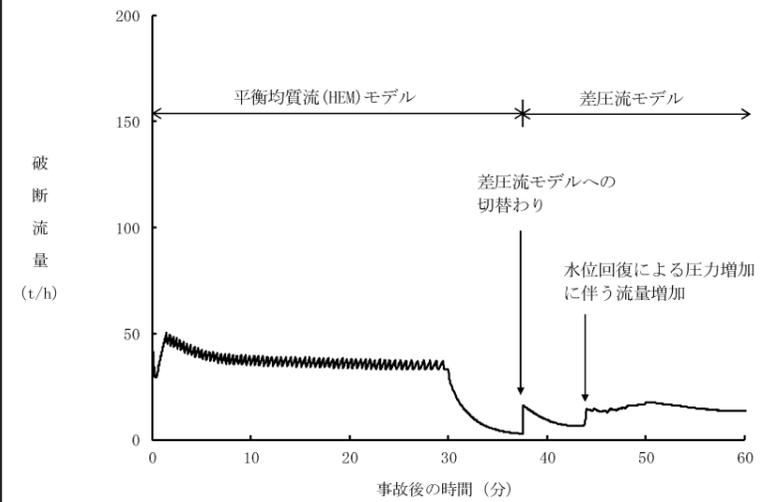
第 2.6-14 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



第 2.6-15 図 破断流量の推移



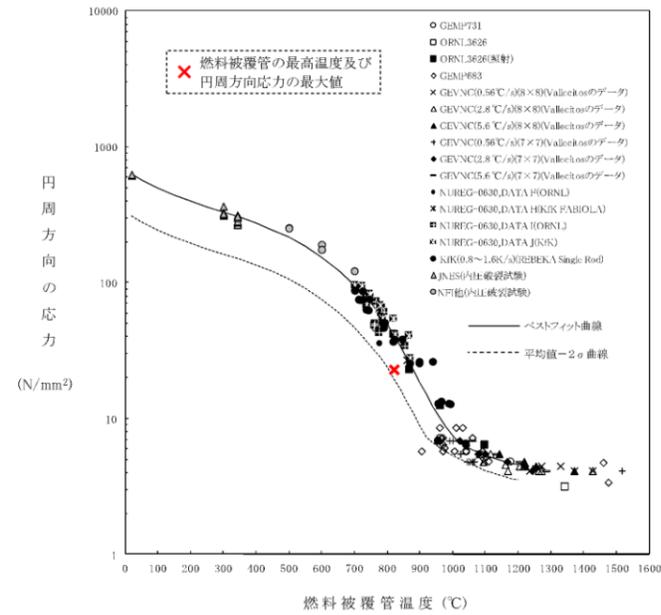
第 2.6.2-1(11) 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移



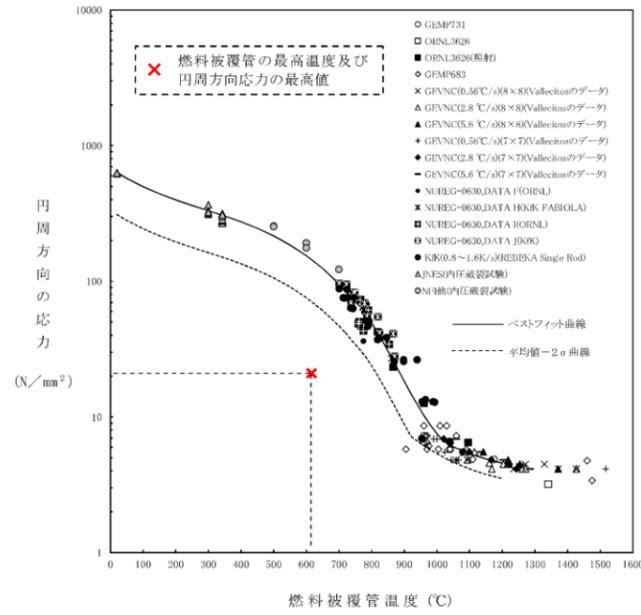
第 2.6.2-1(12) 図 破断流量の推移

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
ポンプ特性 (流量及び吐出圧) の違いにより炉心露出時間に違いがあるためボイド率の推移が異なる。

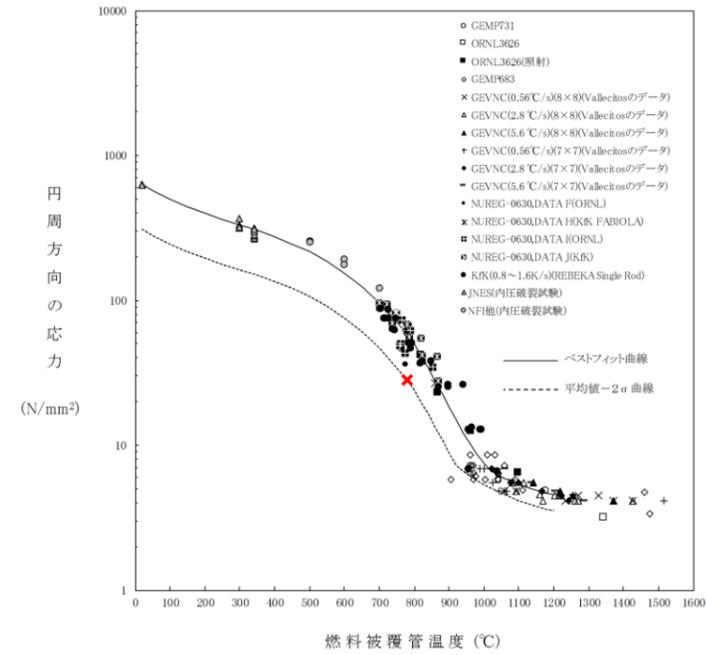
【柏崎 6/7, 東海第二】
破断面積の違いに起因する破断流量の差異。



第2.6.18図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

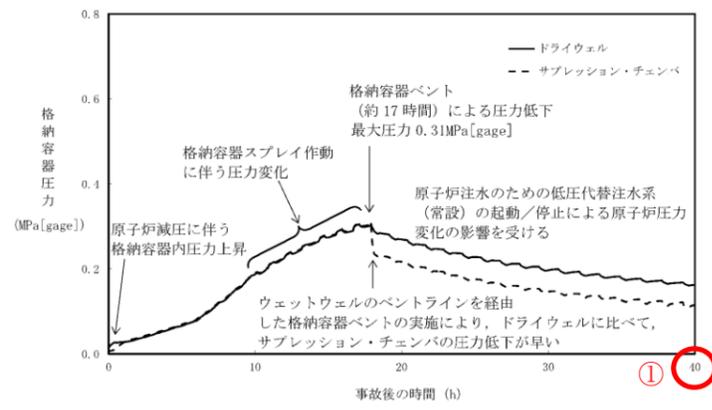


第2.6-16図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

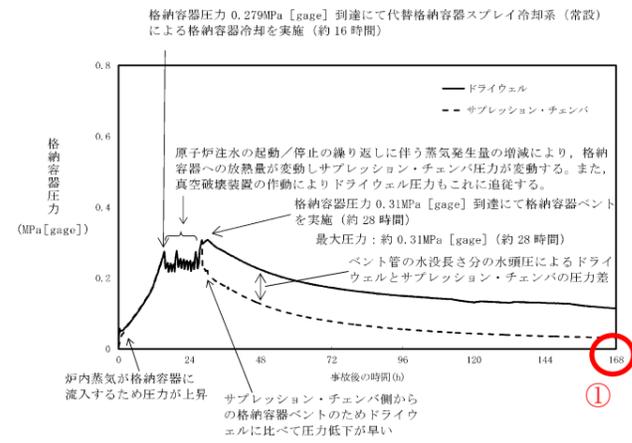


第2.6.2-1(13)図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係

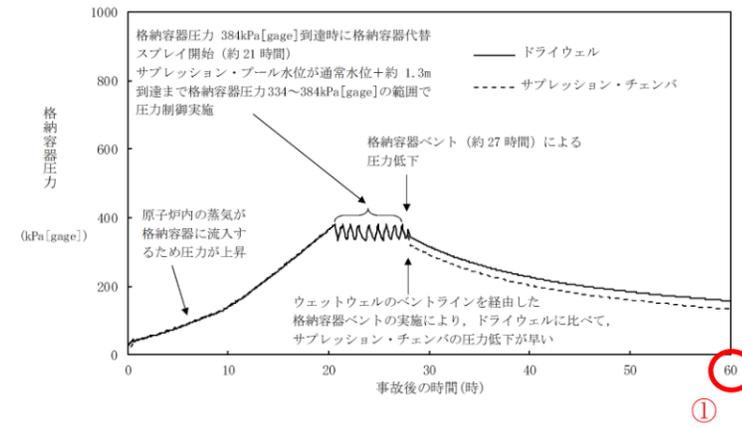
備考
 ・解析結果の相違
 【柏崎6/7, 東海第二】
 破断面積設定の考え方の違いによる相違。



第 2. 6. 19 図 格納容器圧力の推移

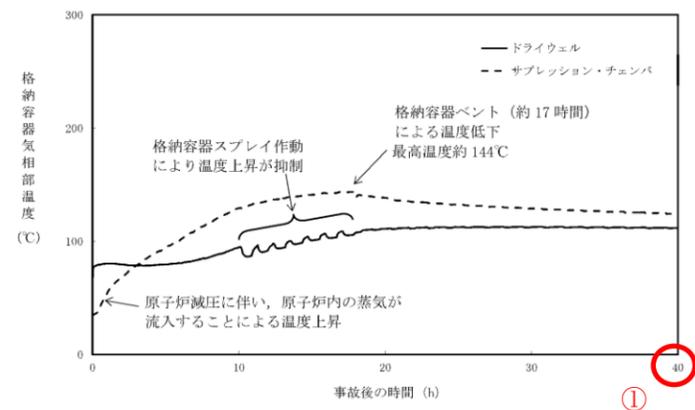


第 2. 6-17 図 格納容器圧力の推移

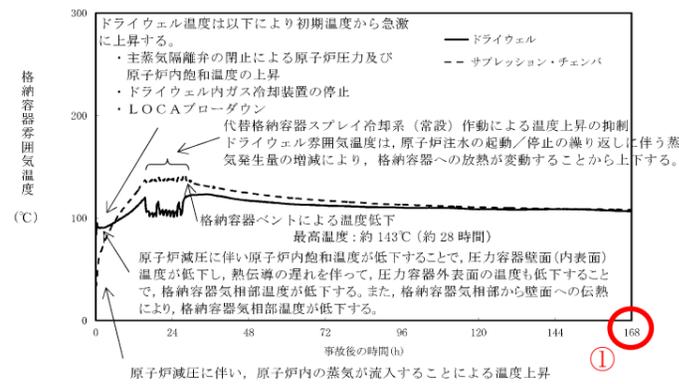


第 2. 6. 2-1 (14) 図 格納容器圧力の推移

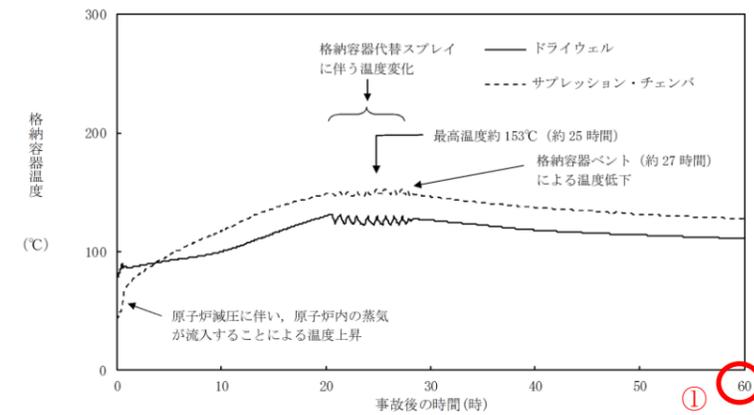
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】
①解析時間の相違。



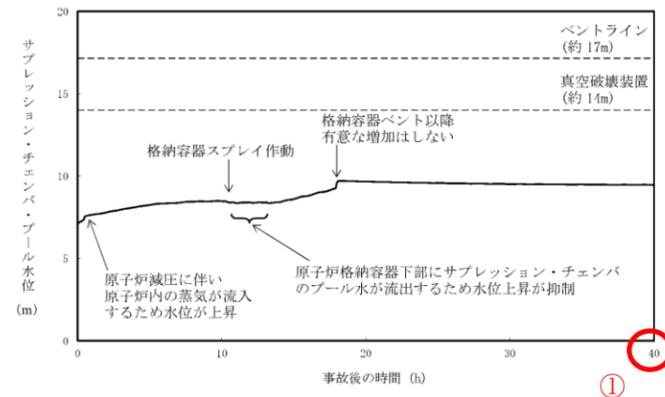
第 2. 6. 20 図 格納容器気相部温度の推移



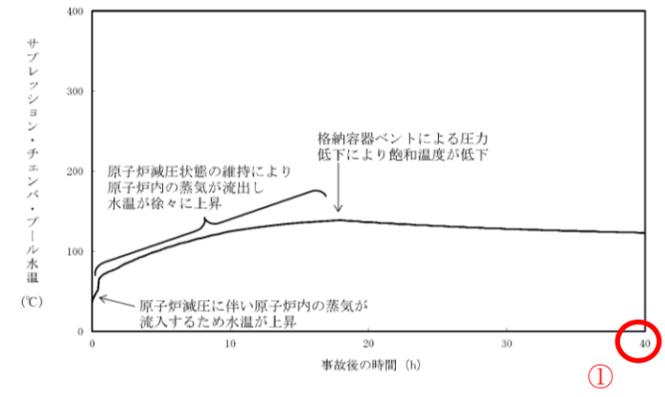
第 2. 6-18 図 格納容器雰囲気温度の推移



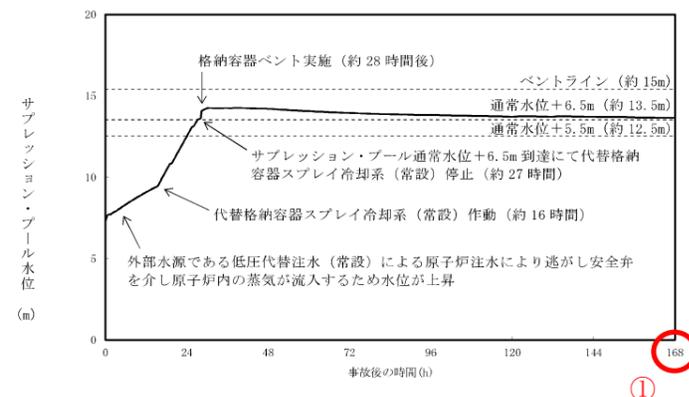
第 2. 6. 2-1 (15) 図 格納容器温度の推移



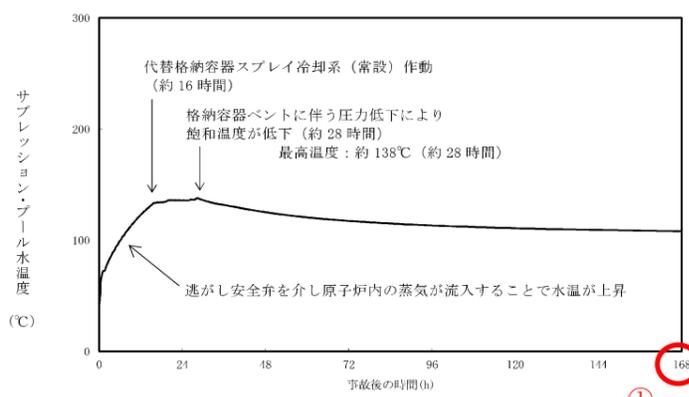
第2.6.21 図 サプレッション・チェンバ・プール水位の推移



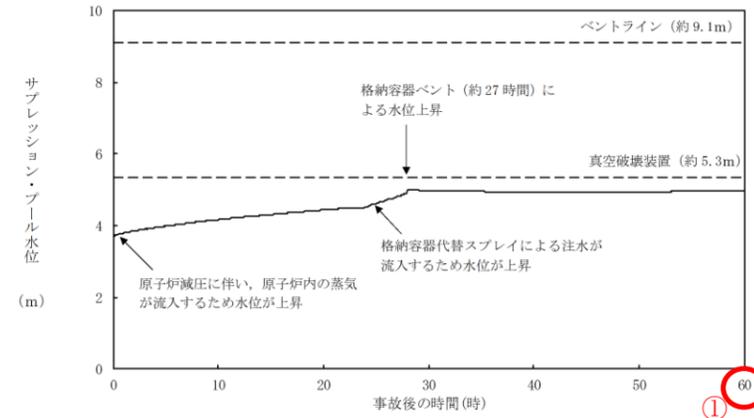
第2.6.22 図 サプレッション・チェンバ・プール水温の推移



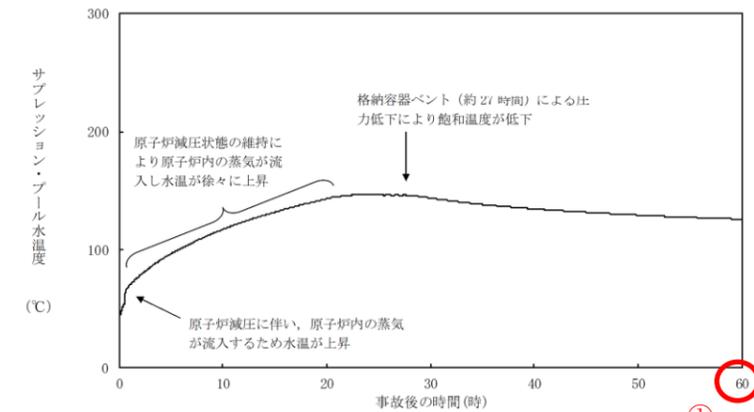
第2.6-19 図 サプレッション・プール水位の推移



第2.6-20 図 サプレッション・プール水温度の推移

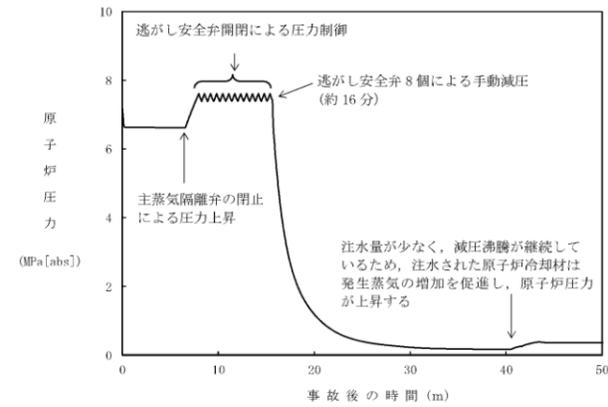


第2.6.2-1(16) 図 サプレッション・プール水位の推移

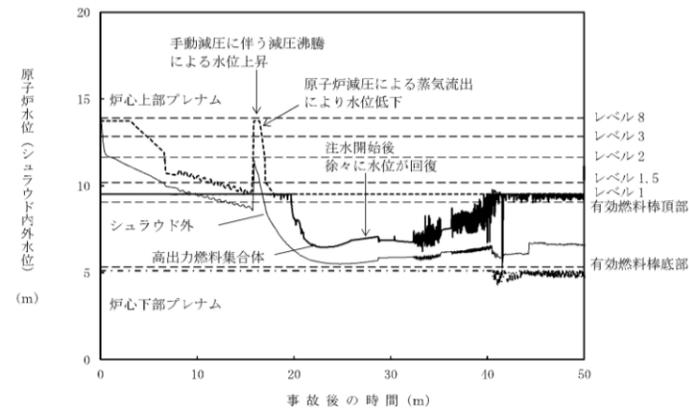


第2.6.2-1(17) 図 サプレッション・プール水温度の推移

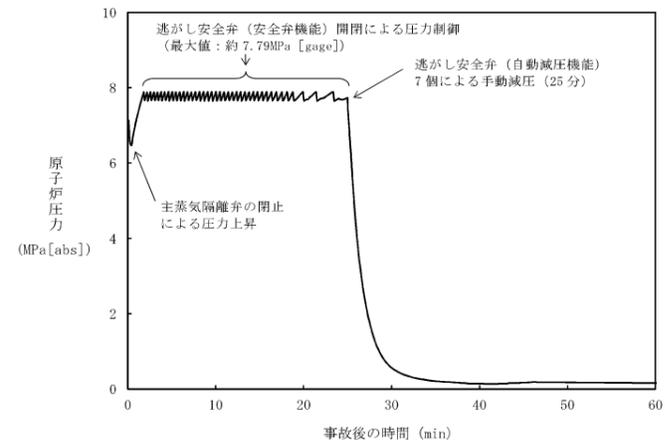
【柏崎6/7, 東海第二】
①解析時間の相違。



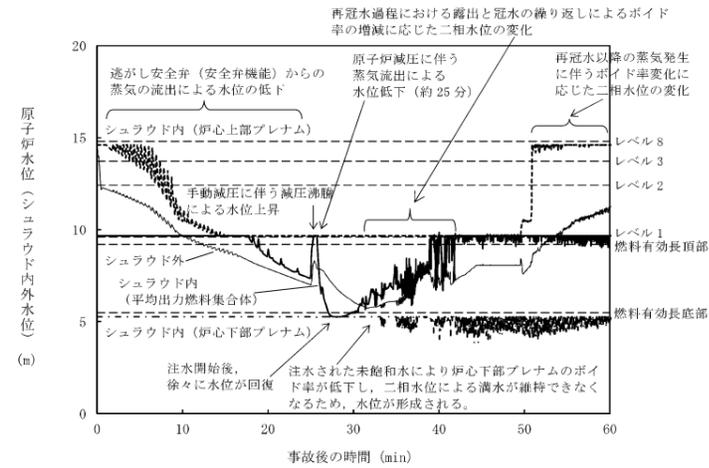
第 2.6.23 図 原子炉圧力の推移 (破断面積 : 5.6cm²)



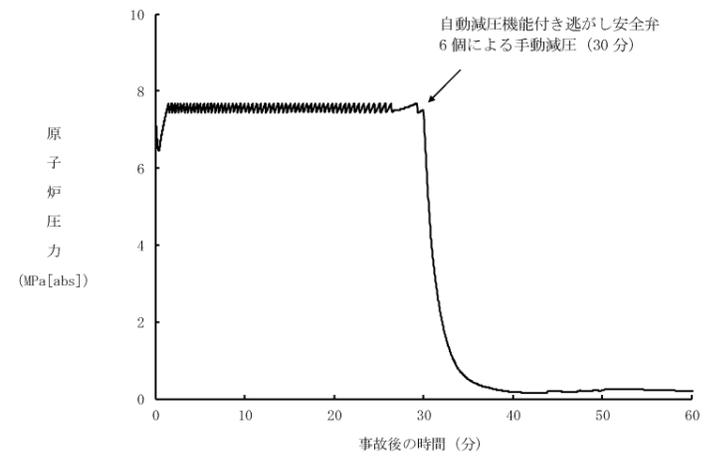
第 2.6.24 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (破断面積 : 5.6cm²)



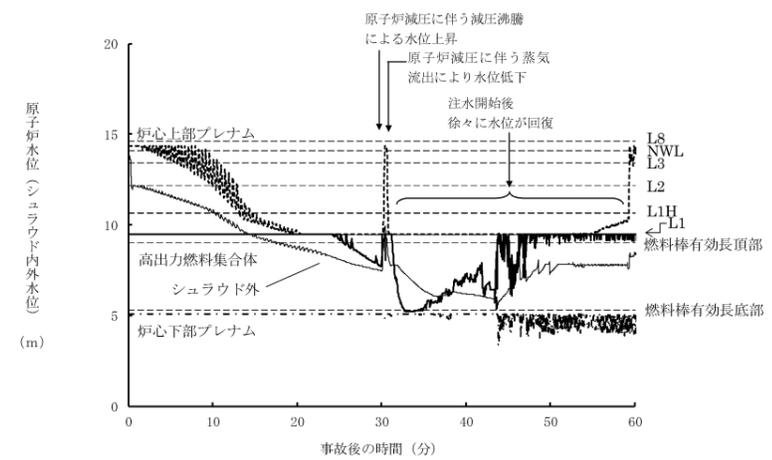
第 2.6-21 図 原子炉圧力の推移 (約 9.5cm²の破断)



第 2.6-22 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) (約 9.5cm²の破断)

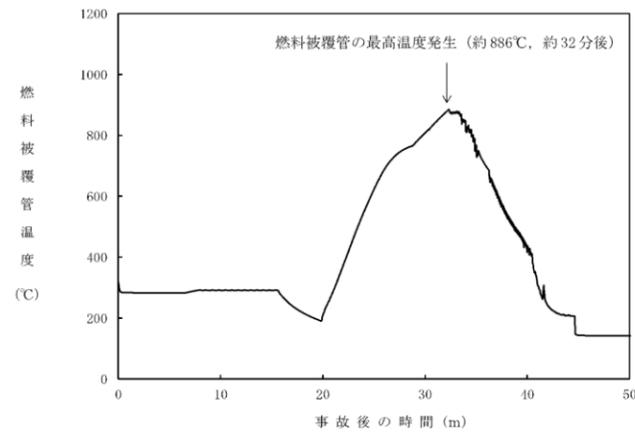


第 2.6.3-1(1) 図 原子炉圧力の推移 (約 4.2cm²の破断)

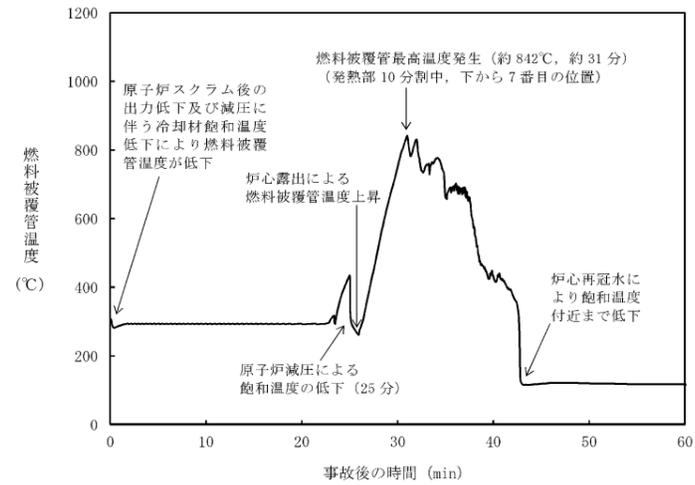


第 2.6.3-1(2) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) (約 4.2cm²の破断)

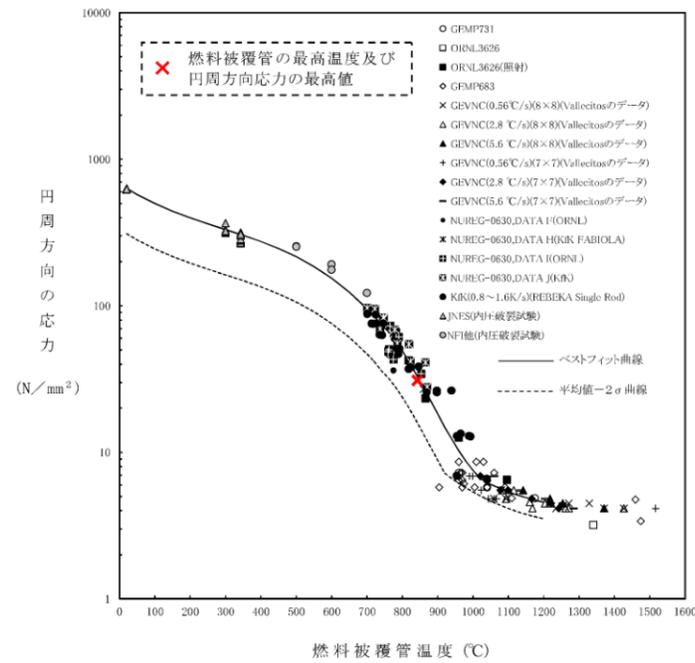
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



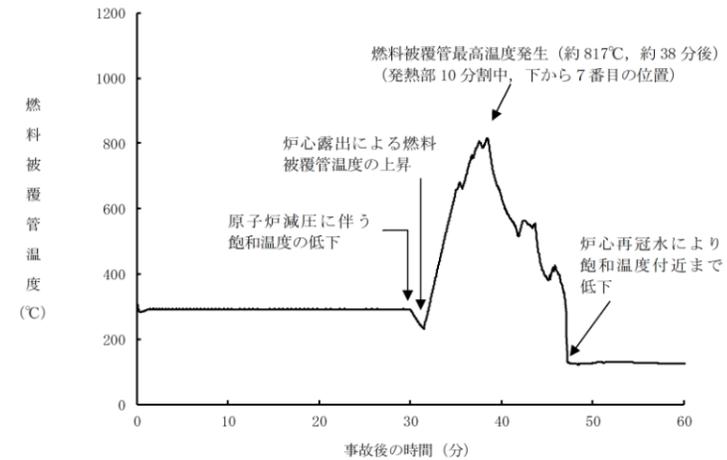
第 2. 6. 25 図 燃料被覆管温度の推移 (破断面積 : 5. 6cm²)



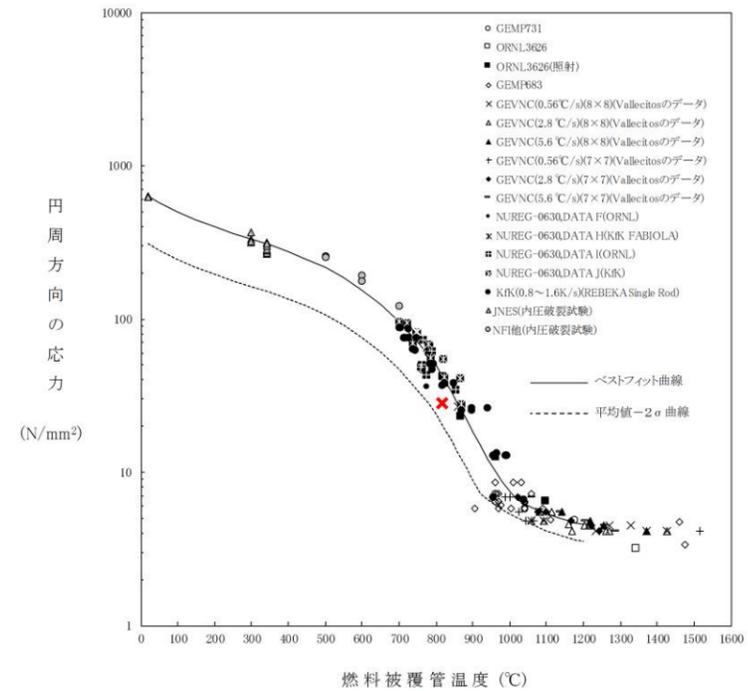
第 2. 6-23 図 燃料被覆管温度の推移 (約 9. 5cm²の破断)



第 2. 6-24 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (約 9. 5cm²の破断)

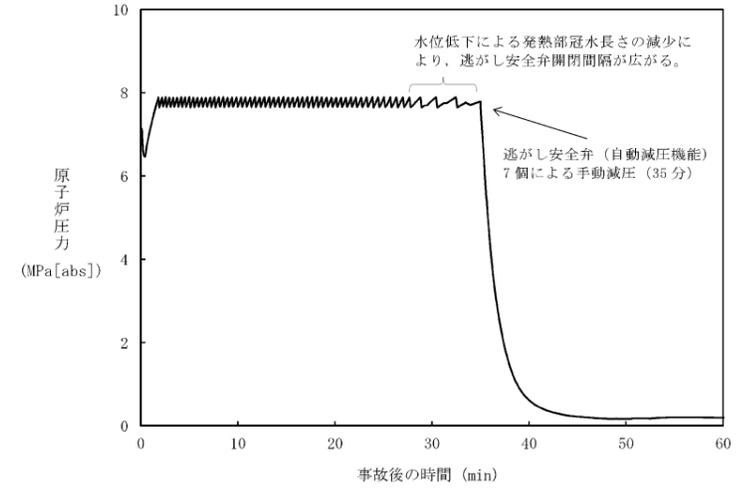


第 2. 6. 3-1(3) 図 燃料被覆管温度の推移 (約 4. 2cm²の破断)

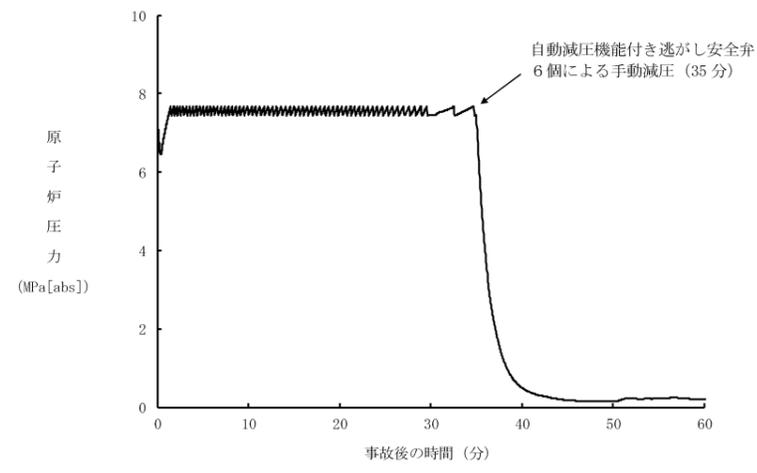


第 2. 6. 3-1(4) 図 燃料被覆管に破裂が発生する時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (約 4. 2cm²の破断)

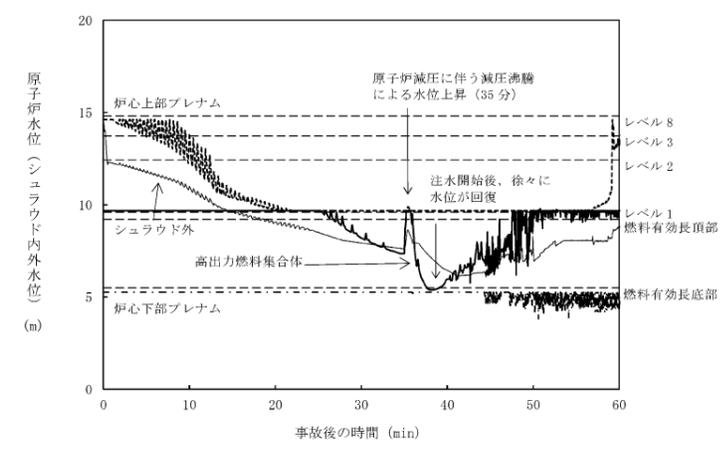
・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



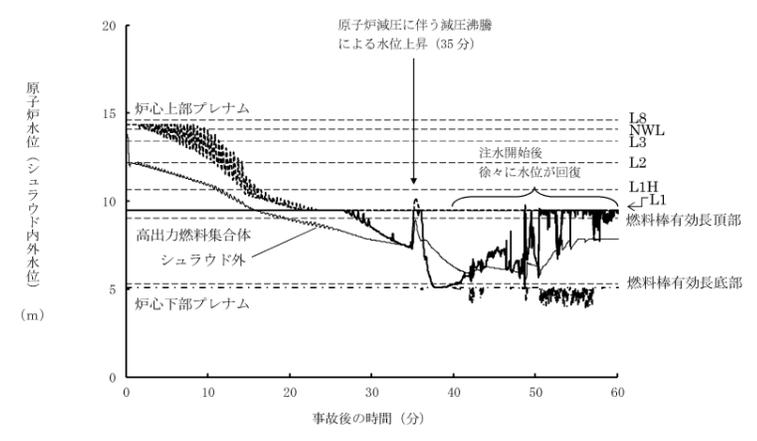
第 2.6-25 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 10 分)



第 2.6.3-1(5) 図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 5 分)

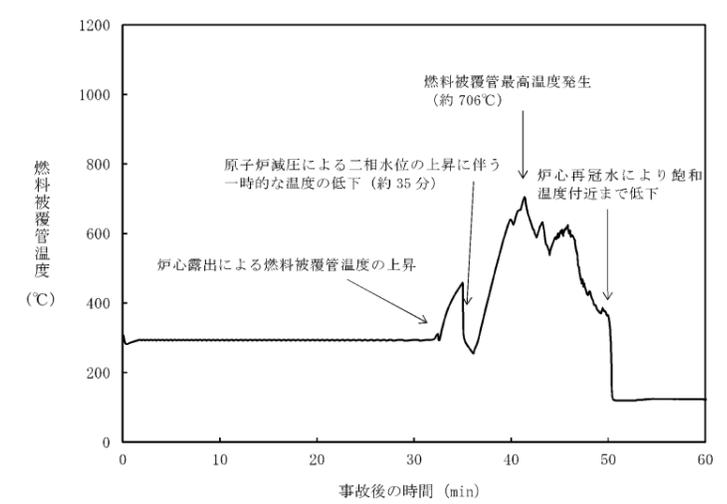


第 2.6-26 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (遅れ時間 10 分)

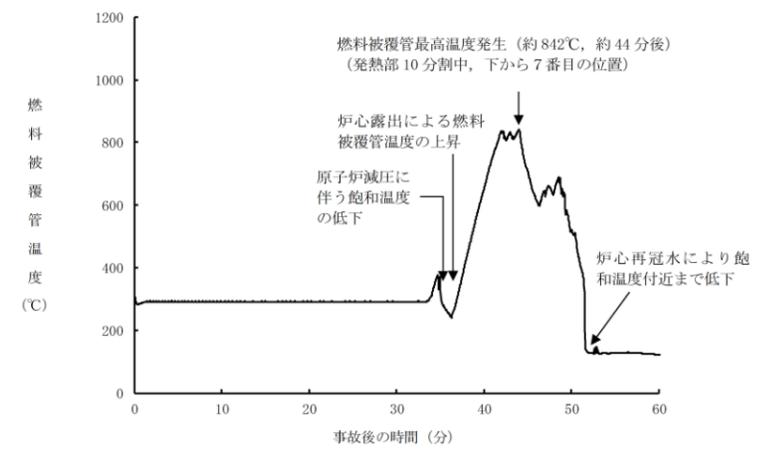


第 2.6.3-1(6) 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (遅れ時間 5 分)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】



第 2.6-27 図 燃料被覆管温度の推移 (遅れ時間 10 分)



第 2.6.3-1(7)図 燃料被覆管温度の推移 (遅れ時間 5 分)

・解析結果の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第 2.6.1 表 「LOCA 時注水機能喪失」の重大事故等対策について

判断及び操作	手順	有効性評価上期待する事故対処設備	
		常設設備	計装設備
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ランタリを構成する配管の破損発生による外部電源喪失となり、原子炉スクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【軽油タンク】	平均出力領域モニタ 起動領域モニタ
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動機能が発生するが、各ポンプの自動起動失敗又は各ポンプの系統流量計の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (SB) 【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吐出圧力】
高圧代替注水による原子炉注水	高圧・低圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系統を起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系統貯蔵タンク	原子炉水位 (SA) 高圧代替注水系統流量 (SA)
高圧・低圧注水機能喪失による原子炉注水	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧代替注水系統 (常設) を自動起動し、中央制御室にて逃がし安全弁を閉鎖し、原子炉急減圧とする。	高圧代替注水系統貯蔵タンク	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SB) 高圧代替注水系統流量 (SB)
低圧代替注水 (常設) による原子炉注水	逃がし安全弁による原子炉急減圧により、低圧代替注水系統 (常設) の系統圧力を下向きと原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位低 (レベル 8) の間で維持する。	可搬型代替注水ポンプ (A・2級) タンクローリ (4L)	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 (SB) 高圧代替注水系統流量 (SB) 高圧代替注水系統流量 (SA)
代替格納炉冷却スプレッドポンプ (常設) による原子炉注水	格納炉冷却圧力が 0.18MPa (Level) に到達した直後、代替格納炉冷却スプレッドポンプ (常設) を自動起動し、格納炉冷却圧力を回復する。格納炉冷却圧力は、格納炉冷却ポンプを停止し、原子炉急減圧を発生させるまで維持する。	可搬型代替注水ポンプ (A・2級) タンクローリ (4L)	格納炉冷却圧力 (D) 格納炉冷却圧力 (E) 格納炉冷却圧力 (F) 格納炉冷却圧力 (G) 格納炉冷却圧力 (H) 格納炉冷却圧力 (I) 格納炉冷却圧力 (J) 格納炉冷却圧力 (K) 格納炉冷却圧力 (L) 格納炉冷却圧力 (M) 格納炉冷却圧力 (N) 格納炉冷却圧力 (O) 格納炉冷却圧力 (P) 格納炉冷却圧力 (Q) 格納炉冷却圧力 (R) 格納炉冷却圧力 (S) 格納炉冷却圧力 (T) 格納炉冷却圧力 (U) 格納炉冷却圧力 (V) 格納炉冷却圧力 (W) 格納炉冷却圧力 (X) 格納炉冷却圧力 (Y) 格納炉冷却圧力 (Z)
格納炉冷却圧力逃がし装置等による原子炉格納炉冷却	格納炉冷却圧力が 0.31MPa (Level) に到達した場合、格納炉冷却圧力逃がし装置等による原子炉格納炉冷却を実施する。	格納炉冷却圧力逃がし装置 軽油タンク	格納炉冷却圧力 (D) 格納炉冷却圧力 (E) 格納炉冷却圧力 (F) 格納炉冷却圧力 (G) 格納炉冷却圧力 (H) 格納炉冷却圧力 (I) 格納炉冷却圧力 (J) 格納炉冷却圧力 (K) 格納炉冷却圧力 (L) 格納炉冷却圧力 (M) 格納炉冷却圧力 (N) 格納炉冷却圧力 (O) 格納炉冷却圧力 (P) 格納炉冷却圧力 (Q) 格納炉冷却圧力 (R) 格納炉冷却圧力 (S) 格納炉冷却圧力 (T) 格納炉冷却圧力 (U) 格納炉冷却圧力 (V) 格納炉冷却圧力 (W) 格納炉冷却圧力 (X) 格納炉冷却圧力 (Y) 格納炉冷却圧力 (Z)

① ①：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
②：有効性評価上考慮しない操作

第 2.6-1 表 LOCA 時注水機能喪失における重大事故等対策について (1/3)

確認及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	計装設備
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ランタリを構成する配管の破損発生による外部電源喪失となり、原子炉スクラムしたことを確認する。	非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	平均出力領域計装* 起動領域計装*
高圧・低圧注水機能喪失確認	原子炉水位による自動起動機能が発生するが、各ポンプの自動起動失敗又は吐出圧力の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	-	原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域)* 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 高圧炉心スプレッド系系統流量* 低圧炉心スプレッド系ポンプ吐出圧力*
高圧代替注水による原子炉注水	高圧注水機能喪失確認後、高圧代替注水系統を起動し、原子炉水位を回復する。	高圧代替注水系統サブプレッジョン・チェンバ* 常設代替交流電源設備 常設低圧代替注水系統ポンプ 逃がし安全弁 (自動減圧機能)* 軽油貯蔵タンク	残留熱除去系ポンプ吐出圧力* 原子炉水位 (SA 広帯域) 原子炉水位 (SA 燃料域) 原子炉水位 (広帯域)* 原子炉水位 (燃料域)* 高圧代替注水系統流量
逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、常設低圧代替注水系統ポンプを 2 台起動し、中央制御室にて逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 個を全開し、原子炉急減圧を実施する。	-	原子炉圧力 (SA)

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
②：有効性評価上考慮しない操作

第 2.6.1-1 表 「LOCA 時注水機能喪失」の重大事故等対策について (1/3)

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	計装設備
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ランタリを構成する配管の破損発生後に外部電源喪失となり、原子炉スクラムしたことを確認する。	【非常用ディーゼル発電機】 【ディーゼル燃料貯蔵タンク】	平均出力領域計装
高圧・低圧注水機能喪失確認	各ポンプの起動失敗又は各ポンプの出口流量の指示が上昇しないことにより高圧・低圧注水機能喪失を確認する。	-	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (燃料域) 【原子炉隔離時冷却ポンプ出口流量】 【高圧炉心スプレッド系ポンプ出口流量】 【残留熱除去ポンプ出口圧力】 【低圧炉心スプレッド系ポンプ出口圧力】
高圧原子炉代替注水による原子炉注水	高圧・低圧注水機能喪失確認後、高圧原子炉代替注水系統を起動し、原子炉水位を回復する。	高圧原子炉代替注水系統サブプレッジョン・チェンバ 常設代替交流電源設備 ガスタービン発電機用軽油タンク 低圧原子炉代替注水系統 (常設) 自動減圧機能付き逃がし安全弁	原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (燃料域) 高圧原子炉代替注水系統流量
自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧	高圧・低圧注水機能喪失確認後、低圧原子炉代替注水系統 (常設) を起動し、中央制御室にて自動減圧機能付き逃がし安全弁 6 個を全開し、原子炉急速減圧を実施する。	-	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力

① ①：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)
②：有効性評価上考慮しない操作

備考
本文比較表に記載の差異以外で主要な差異について記載
・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処施設としての機能を期待する設備を「重大事故等対処設備 (設計基準拡張)」と位置付けている。

第 2.6-1 表 LOCA 時注水機能喪失における重大事故等対策について (2/3)

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

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
：有効性評価上考慮しない操作

第 2.6.1-1 表 「LOCA 時注水機能喪失」の重大事故等対策について (2/3)

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
低圧原子炉代替注水系 (常設) による原子炉注水	自動減圧機能付き逃がし安全弁による原子炉急速減圧により、低圧原子炉代替注水系 (常設) の系統圧力を下回ると原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位は原子炉水位低 (レベル 3) から原子炉水位高 (レベル 8) の間で維持する。	常設代替交流電源設備 ガススタービン発電機用軽油タンク ディーゼル燃料貯蔵タンク 低圧原子炉代替注水系 (常設) 低圧原子炉代替注水貯槽	大量送水車 タンクローリ	原子炉圧力 (SA) 原子炉圧力 原子炉水位 (SA) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 代替注水流量 (常設) 低圧原子炉代替注水貯槽水位
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	格納容器圧力が 384kPa [gauge] に到達した場合、格納容器代替スプレイ系 (可搬型) により原子炉格納容器冷却を実施する。 格納容器圧力が 334kPa [gauge] まで降下した場合、又はサブプレッション・プール水位が通常水位 + 約 1.3m に到達した場合は、格納容器代替スプレイ系 (可搬型) による格納容器スプレイを停止する。	ディーゼル燃料貯蔵タンク	大量送水車 タンクローリ	ドラウエール圧力 (SA) サブプレッション・チェンバ圧力 (SA) 格納容器代替スプレイ流量 サブプレッション・プール水位 (SA)

①

【 】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

第2.6-1 表 LOCA時注水機能喪失における重大事故等対策について (3/3)

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

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2.6.1-1 表 「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策について (3/3)

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
格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器除熱	サブレーション・プール水位が通常水位+約1.3mに到達した場合、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。	格納容器フィルタベント系	-

①

【】：重大事故等対処設備 (設計基準拡張)

第2.6.2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉側：SAFER, CHASTE 原子炉格納容器側：MAAP	-
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 [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカスタ下端から+119cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	52, 200t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 10℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	-
最大線出力密度	44. 0kW/m	① 設計限界値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 33GWd/t	② サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮して設定
格納容器容積 (ドライウエル)	7, 350m ³	③ ドライウエル内体積の設計値 (定体積から内部機器及び構造物の体積を除いた値)
格納容器容積 (ウェットウエル)	空間部：5, 960m ³ 液相部：3, 580m ³	④ ウェットウエル内体積の設計値 (内部機器及び構造物の体積を除いた値)
真空破壊装置	3, 43kPa (ドライウエル・サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設定値
サブプレッション・チェンバ・プール水位	7, 05m (通常運転水位)	⑤ 通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水位として設定
サブプレッション・チェンバ・プール水温	35℃	通常運転時のサブプレッション・チェンバ・プール水温の上限値として設定
格納容器圧力	5, 2kPa [gage]	通常運転時の格納容器圧力として設定
格納容器温度	57℃	⑥ 通常運転時の格納容器温度として設定
外部水源の温度	50℃ (事象開始12時間以降は45℃, 事象開始24時間以降は40℃)	⑦ 復水移送ポンプ吐出温度を参考に設定

第2.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (1/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 格納容器側：MAAP	-
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 (压力容器ドーム部)	6, 93MPa [gage]	定格原子炉圧力として設定
原子炉水位	通常運転水位 (セパレータスカート下端から+126 cm)	通常運転時の原子炉水位として設定
炉心流量	48, 300t/h	定格流量として設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	-
最大線出力密度	44. 0kW/m	① 通常運転時の熱的制限値として設定
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 33GWd/t	② 1サイクルの運転期間 (13ヶ月) に調整運転期間 (約1ヶ月) を考慮した運転期間に対応する燃焼度として設定
格納容器体積 (ドライウエル)	5, 700m ³	設計値
格納容器体積 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4, 100m ³ 液相部：3, 300m ³	③ 設計値 (通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定)

第2.6.2-1表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (1/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：SAFER 原子炉格納容器側：MAAP	-
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 [gage]	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	定格炉心流量として設定
炉心入口温度	約 278℃	熱平衡計算による値
炉心入口サブクール度	約 9℃	熱平衡計算による値
燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (A型)、9×9燃料 (B型) は熱水力的な特性は同等であり、その相違は燃料棒最大線出力密度の保守性に包絡されること、また、9×9燃料の方がMOX燃料よりも崩壊熱が大きく、燃料棒覆管温度上昇の観点で厳しいため、MOX燃料の評価は9×9燃料 (A型) の評価に包絡されることを考慮し、代表的に9×9燃料 (A型) を設定
最大線出力密度	44. 0kW/m	① 通常運転時の熱的制限値を設定 (高出力燃料集合体)
原子炉停止後の崩壊熱	ANSI/ANS-5. 1-1979 燃焼度 33GWd/t	② サイクル末期の燃焼度のばらつきを考慮し、10%の保守性を考慮
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 (サブプレッション・チェンバ)	空間部：4, 700m ³ 液相部：2, 800m ³	③ サブプレッション・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
真空破壊装置	3, 43kPa (ドライウエル・サブプレッション・チェンバ間差圧)	真空破壊装置の設計値を設定

・解析条件の相違

【柏崎6/7】

①条件設定は同じだが、通常運転時の熱的制限値を設定していることを明確に記載。

【東海第二】

②条件設定は同じだが、設定プロセスが異なり、平衡炉心サイクル末期の炉心平均燃焼度に対して、ばらつきとして10%の保守性を考慮し設定。

【柏崎6/7, 東海第二】

③島根2号炉及び柏崎6/7は、格納容器容積(サブプレッション・チェンバ)及びサブプレッション・プール水位の解析条件を通常水位で設定。東海第二では圧力抑制効果を厳しくする観点で、通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値を設定。

第2.6.2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	原子炉压力容器下部のドレン配管の破断 破断面積は1cm ²	中小破断LOCAに対する条件を下記に基づき設定 ・破断箇所は非常用炉心冷却系のような大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。原子炉压力容器下部のドレン配管の破断LOCAは、液相の流出が長期的に継続し、原子炉の高圧状態が維持されるため、注水のための原子炉減圧が必要となり、厳しい事象となる ・破断面積は炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シナケンスグループ「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として1cm ² を設定
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心注水系の機能喪失を、低圧注水機能として残留熱除去系(低圧注水モード)の機能喪失を設定。原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定
外部電源	外部電源なし	外部電源の有無を比較し、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、外部電源なしを設定

第2.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (2/5)

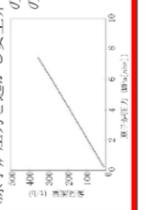
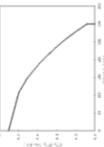
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	真空破壊装置	真空破壊装置の設定値 ③
	サブプレッション・プール水位	通常運転時のサブプレッション・プール水位の下限値として設定
	サブプレッション・プール水温度	通常運転時のサブプレッション・プール水温度の上限値として設定
	格納容器圧力	④ 通常運転時の格納容器圧力を包含する値
	格納容器雰囲気温度	通常運転時の格納容器雰囲気温度(ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度)として設定
事故条件	外部水源の温度	年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
	起因事象	中小破断LOCAに対する条件を下記に基づき設定 ・破断箇所は、冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし、液相部配管はシユラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないことから、原子炉压力容器に接続される配管の中で接続位置が低く最大口径となる配管を選定 ・破断面積は炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シナケンスグループ「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として約3.7cm ² を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能として高圧炉心サブレイ系及び原子炉隔離時冷却系並びに低圧注水機能として低圧炉心サブレイ系及び残留熱除去系(低圧注水系)の機能喪失を設定 原子炉減圧機能として自動減圧系の機能喪失を設定 外部電源なしの場合は給水・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、外部電源なしを設定 また、原子炉スクラムまで炉心の冷却の観点で厳しくなり、再循環系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)、再循環ポンプトリップは原子炉水位異常低下(レベル2)にて発生するものとする
	外部電源	外部電源なし
	外部電源	外部電源なし

第2.6.2-1表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (2/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	サブプレッション・プール水位	③ 通常時のサブプレッション・プール水位として設定
	サブプレッション・プール水温度	35℃
	格納容器圧力	5kPa [gage] ④
	格納容器温度	57℃
	外部水源の温度	35℃
事故条件	起因事象	再循環配管の破断 破断面積は約3.1cm ² 中小破断LOCAに対する条件を下記に基づき設定 ・破断箇所は、冷却材の流出流量が大きくなるため炉心冷却の観点で厳しい液相部配管とし、液相部配管はシユラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差がないことから、原子炉压力容器に接続される配管の中で接続位置が低く最大口径となる配管を選定 ・破断面積は炉心損傷防止対策の有効性を確認する上で、事故シナケンスグループ「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として約3.1cm ² を設定
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心サブレイ系の機能喪失を、低圧注水機能として低圧炉心サブレイ系及び残留熱除去系(低圧注水モード)の機能喪失を設定 外部電源なしの場合は復水・給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、外部電源なしを設定 また、原子炉スクラムまでの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)、再循環ポンプトリップは原子炉水位低(レベル2)にて発生するものとする
	外部電源	外部電源なし

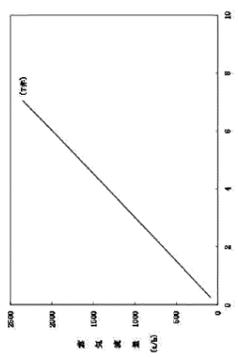
・解析条件の相違
【柏崎6/7, 東海第二】
④島根2号炉においても、通常運転時の格納容器温度はドライウエル冷却機にて制御されており、条件設定の考え方としては同様。

第2.6.2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	炉心流量急減 (遅れ時間: 2.05秒) 逃がし弁機能 7.51 MPa [gage] × 1 個, 363 t/h/個 7.58 MPa [gage] × 1 個, 367 t/h/個 7.65 MPa [gage] × 4 個, 370 t/h/個 7.72 MPa [gage] × 4 個, 373 t/h/個 7.79 MPa [gage] × 4 個, 377 t/h/個 7.86 MPa [gage] × 4 個, 380 t/h/個	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定 逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の8個を閉する。これによる原子炉格納容器内への蒸気流量の蒸気流量の関係 	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
低圧代替注水系 (常設)	最大300m ³ /hで注水、その後は炉心を冠水維持するよう注水	設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定  復水移送ポンプ2台による注水特性
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	140m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ 格納容器圧力が0.62MPa [gage]における最大排出流量31.6kg/sに対して、原子炉格納容器二次隔離弁の中間開操作 (流路面積70%開) にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力及び温度抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定 格納容器圧力逃がし装置等の設定値を考慮して、格納容器圧力及び温度を低下させる排出流量を確保可能な弁開度として設定
格納容器圧力逃がし装置等		

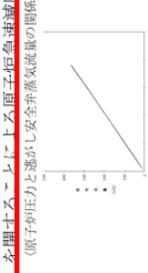
重大事故等対策に関連する機器条件

第2.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (3/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒) 安全弁機能 7.79MPa [gage] × 2 個, 385.2t/h (1 個当たり) 8.10MPa [gage] × 4 個, 400.5t/h (1 個当たり) 8.17MPa [gage] × 4 個, 403.9t/h (1 個当たり) 8.24MPa [gage] × 4 個, 407.2t/h (1 個当たり) 8.31MPa [gage] × 4 個, 410.6t/h (1 個当たり)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定 逃がし安全弁の安全弁機能の設計値として設定
逃がし安全弁	逃がし安全弁 (自動減圧機能) の7個を閉することによる原子炉急減圧 逃がし安全弁7個の蒸気流量の関係 	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定

重大事故等対策に関連する機器条件

第2.6.2-1表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (3/4)

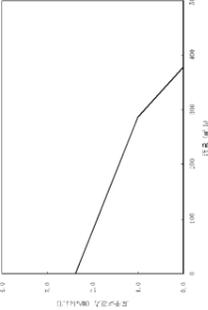
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒) 逃がし弁機能 7.58MPa [gage] × 2 個, 367t/h/個 7.65MPa [gage] × 3 個, 370t/h/個 7.72MPa [gage] × 3 個, 373t/h/個 7.79MPa [gage] × 4 個, 377t/h/個	保水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定 逃がし安全弁の逃がし弁機能の設計値として設定
逃がし安全弁	自動減圧機能付き逃がし安全弁の6個を閉することによる原子炉急減圧 (原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係) 	逃がし安全弁の設計値に基づき蒸気流量及び原子炉圧力の関係から設定
低圧原子炉代替注水系 (常設)	200m ³ /h (1.00MPa [gage]において)	低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値として設定 
格納容器代替スプレイ系 (可搬型)	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
格納容器フィルタバント系	格納容器圧力427kPa [gage]における最大排出流量9.8kg/sに対して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタバント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】
⑤島根2号炉及び柏崎6/7は、逃がし安全弁1個当たりの蒸気流量をグラフに記載。

・解析条件の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

第 2.6-2 表 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件 低圧代替注水系 (常設)	最大 378m ³ /h で注水 (格納容器スプレイ実施前)	設計値に注入配管の管路圧損を考慮した値として設定 
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)	230m ³ /h (格納容器スプレイ実施中)	設計に基づき、併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定
格納容器圧力逃がし装置等	130m ³ /h にて格納容器内へスプレイ 格納容器圧力が 0.31MPa [gage] における排出流量 13.4kg/s に対して、第二弁を全開にて格納容器除熱	格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定 格納容器圧力逃がし装置等の設計値を考慮して、格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させるのに必要な排出流量として設定

第2.6.2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	低圧代替注水系 (常設) の追加起動及び中央制御室における系統構成	高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から14分後に開始し、操作時間は約4分間として設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	中央制御室操作における低圧代替注水系 (常設) の準備時間を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による原子炉格納容器冷却操作	設計基準事故時の最高圧力を踏まえて設定
	格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱操作	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

第2.6-2表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (5/5)

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	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	中央制御室において、状況判断の時間、高圧・低圧注水機能喪失の確認時間及び低圧代替注水系 (常設) の準備時間を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
	格納容器圧力逃がし装置等による格納容器除熱操作	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

第2.6.2-1表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (4/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設代替交流電源設備の起動、受電及び低圧原子炉代替注水系 (常設) 起動、系統構成	高圧・低圧注水機能喪失を確認後実施するが、事象判断時間を考慮して、事象発生から10分後に開始し、操作時間は20分間として設定
	逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作	低圧原子炉代替注水系 (常設) の準備時間を考慮して設定
	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	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
	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	中央制御室における操作所要時間を考慮して設定 操作開始条件は格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定

・解析条件の相違
【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2.6.1</p> <p style="text-align: center;"><u>中小破断LOCAの事象想定について</u></p> <p>1. 「LOCA時注水機能喪失」(中小破断LOCA)の事象進展 中小破断LOCAでは、シナリオの前提条件として全ての非常炉心冷却系が機能喪失としていることから、事象直後から原子炉注水ができず原子炉水位の低下が早い^{※1}。また、サブレーション・チェンバ・プールを介さずに原子炉格納容器内に冷却材が漏えいすることから、格納容器圧力の上昇も早く格納容器ベントを実施する^{※2}ことになる。</p> <p>※1 低圧代替注水系(常設)による原子炉注水は事象発生の約24分後から始まり、注水開始の1分前に原子炉水位は有効燃料棒頂部(以下「TAF」という。)まで低下している。</p> <p>※2 事象発生後、約17時間後に格納容器圧力が0.31MPa[gage]に到達し格納容器ベントを実施する。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.6.1</p> <p style="text-align: center;">「LOCA時注水機能喪失」の事故条件の設定について</p> <p>1. 事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の特徴 「LOCA時注水機能喪失」は、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管に小破断LOCA又は中破断LOCAが発生した後に、原子炉へ注水する機能が喪失するとともに、破断口及び逃がし安全弁からの原子炉冷却材の流出により、原子炉水位が低下し、緩和措置が取られない場合には炉心が露出することで炉心損傷に至ることが特徴である。よって、「LOCA時注水機能喪失」においては、重大事故等対処設備である常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を実施する。また、低圧注水機能喪失に伴い残留熱除去系による崩壊熱除去機能喪失を想定することから、代替循環冷却系に期待できない場合は、格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施する。</p> <p>LOCA事象は、破断位置及び破断面積により原子炉冷却材の流出流量や原子炉圧力挙動が変化し、事象進展や評価結果に影響を与えることから、「LOCA時注水機能喪失」の炉心損傷防止対策の有効性評価における破断位置及び破断面積の事故条件設定の考え方について以下に示す。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.6.1</p> <p style="text-align: center;">「LOCA時注水機能喪失」の事故条件の設定について</p> <p>1. 事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の特徴 「LOCA時注水機能喪失」は、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管に小破断LOCA又は中破断LOCAが発生した後に、原子炉へ注水する機能が喪失するとともに、破断口及び逃がし安全弁からの原子炉冷却材の流出により、原子炉水位が低下し、緩和措置が取られない場合には炉心が露出することで炉心損傷に至ることが特徴である。よって、「LOCA時注水機能喪失」においては、重大事故等対処設備である低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水を実施する。また、低圧注水機能喪失に伴い残留熱除去系による崩壊熱除去機能喪失を想定することから、格納容器フィルタベント系を用いた原子炉格納容器除熱を実施する。</p> <p>LOCA事象は、破断位置及び破断面積により原子炉冷却材の流出流量や原子炉圧力挙動が変化し、事象進展や評価結果に影響を与えることから、「LOCA時注水機能喪失」の炉心損傷防止対策の有効性評価における破断位置及び破断面積の事故条件設定の考え方について、以下に示す。</p>	<p>・記載方針の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、LOCA時注水機能喪失の事故条件を、破断箇所の違いや減圧操作開始時間の遅れによる影響を踏まえて設定していることから、資料の記載方針が一般的に異なる(資料構成が異なるため、柏崎6/7との相違箇所への下線は一部を除いて引いていない)。</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>2. 中小破断LOCA の評価に関連する規定と評価の考え方</p> <p>中小破断LOCA を評価するにあたり、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備基準に関する規則の解釈」及びそれに対する「審査ガイド」に基づき、以下の条件を満たす必要がある。</p> <p>① 燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下であること。 ② 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。 ③ 格納容器圧力逃がし装置を使用する事故シナシナグループの有効性評価では、敷地境界での実効線量を評価し、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（発生事故当たりおおむね5mSv以下）。</p> <p>中小破断LOCAの評価では、1. で述べた事象進展のとおり、①、②の要件を満たす破断（破断面積）であっても、燃料被覆管の破裂を伴う場合は、③の要件を満たすことができなくなるため、炉心損傷防止としての有効性を評価するにあたっては、燃料被覆管の破裂を引き起こさないことを判定の目安^{※3}としている。</p> <p>※3 炉心損傷の判断は、格納容器内雰囲気放射線レベル計（CAMS）を用いて行う。ドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内のγ線線量率の状況を確認し、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超えた場合に炉心損傷と判断する。また、CAMSが使用不能の場合は「原子炉圧力容器表面温度：300℃以上」を判断基準として手順に追加する方針である。</p>	<p>2. 事故シナシナグループ「LOCA時注水機能喪失」に対する評価項目</p> <p>「LOCA時注水機能喪失」は格納容器圧力逃がし装置等を使用する事故シナシナグループであるため、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備基準に関する規則の解釈」及び「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に基づき、以下の評価項目をいずれも満足する必要がある。</p> <p>①炉心の著しい損傷が発生するおそれのないものであり、かつ炉心を十分に冷却できるものであること (a) 燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下であること (b) 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 ②格納容器圧力逃がし装置等を使用する事故シナシナグループの有効性評価では、敷地境界での実効線量を評価し、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくリスクを与えないこと（発生事故当たりおおむね5mSv以下）</p> <p>燃料被覆管温度の最高温度が1,200℃以下で、①の評価項目を満足する場合でも、燃料被覆管の最高温度が約900℃を超え、破裂が発生する燃料棒の割合が1%を超えると、燃料棒ギャップ中に蓄積した放射性物質が原子炉冷却材中に放出され、破断口及び逃がし安全弁を介して格納容器内に蓄積し、格納容器ベント実施時に環境に放出されることで、非居住区域境界及び敷地境界での実効線量が5mSvを超過し、②の評価項目を満足しない（添付資料2.6.7参照）。また、この場合には、格納容器内空間線量率がドライウェルで約4.8×10^3 Gy/h、サブプレッション・チェンバで約4.3×10^4 Gy/hを超えることから、炉心損傷後の運転手順へ移行する判断基準を上回る。</p> <p>以上により、炉心損傷防止対策の有効性評価においては、燃料被覆管の破裂が発生しないことを判定の目安とする。</p>	<p>2. 事故シナシナグループ「LOCA時注水機能喪失」に対する評価項目</p> <p>「LOCA時注水機能喪失」は格納容器フィルタベント系を使用する事故シナシナグループであるため、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備基準に関する規則の解釈」及び「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に基づき、以下の評価項目をいずれも満足する必要がある。</p> <p>①炉心の著しい損傷が発生するおそれのないものであり、かつ炉心を十分に冷却できるものであること (a)燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下であること (b)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 ②格納容器フィルタベント系を使用する事故シナシナグループの有効性評価では、敷地境界での実効線量を評価し、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくリスクを与えないこと（発生事故当たりおおむね5mSv以下）</p> <p>「LOCA時注水機能喪失」の評価では、燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下で、①の評価項目を満たす破断（破断面積）であっても、燃料被覆管の破裂を伴う場合は、②の要件を満たすことができなくなる可能性があるため、炉心損傷防止としての有効性を評価するにあたっては、燃料被覆管の破裂を引き起こさないことを判定の目安^{※1}としている。</p> <p>※1：炉心損傷の判断は、格納容器内雰囲気放射線モニタ（CAMS）を用いて行う。ドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内のγ線線量率の状況を確認し、設計基準事故相当のγ線線量率の10倍を超えた場合に炉心損傷と判断する。また、CAMSが使用不能の場合は「原子炉圧力容器表面温度：300℃以上」を判断基準として手順に追加する方針である。</p>	<p>・運用の相違</p> <p>【柏崎6/7、東海第二】 島根2号炉は、耐圧強化ベントを使用しない。（以降、同様な相違については記載省略）</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】 島根2号炉は、減圧・注水操作が遅れて、燃料被覆管が破裂した場合の評価を添付資料2.1.4「減圧・注水操作が遅れる場合の影響について（高圧・低圧注水機能喪失）」に記載している。</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. 中小破断LOCA の評価</p> <p>(1) 中小破断LOCA の解析条件設定について</p> <p>2. で述べた評価の考え方にに基づき、解析条件は低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により燃料被覆管破裂を回避できる範囲を設定することとした。中小破断LOCA の破断想定箇所としては、TAF を境に、上部配管と下部配管の二つに分けられるが、冷却材の流出量が最も大きくなる箇所は水頭がかかり、かつ、液相部である下部配管となる。よって、原子炉圧力容器下部のドレン配管に1cm² の破断が生じることを解析条件として設定した。</p> <p>なお、解析条件の設定に際してはSAFER のPCT 評価結果を参考に燃料被覆管破裂が発生する配管破断面積の目安を設定し（1cm²）、有効性評価結果は、これに基づくCHASTE の詳細な評価結果を示している。図1に破断面積1cm² と5.6cm² のパラメータ推移の比較を示す。なお、SAFER と比較し輻射による詳細な影響が考慮され燃料被覆管温度が詳細に評価されるCHASTE 評価によれば、多少大きめの破断面積（5.6cm² まで）では、燃料被覆管破裂を回避することは可能であり、図1に示すように事象の進展について大きく差が生じるものではない。また、運転員操作である原子炉減圧の開始時間についてもほぼ同等であり、LOCA 時の運転員操作（原子炉水位の低下を確認し、非常用炉心冷却系機能喪失を確認した上で、速やかに原子炉減圧及び低圧代替注水を開始すること）は変わることはなく、1cm² の破断面積は本事象の特徴を代表できる条件であると考えられる。</p>	<p>3. 「LOCA時注水機能喪失」の事故条件設定の考え方</p> <p>3.1 破断位置の事故条件設定の考え方</p> <p>(1) 破断位置の分類</p> <p>LOCAの破断を想定する原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管は、大きく以下の3通りに分類することができる。また、原子炉圧力容器に接続する代表的な配管（ノズル）を第1表及び第1図に示す。</p> <p>a. 気相部配管</p> <p>気相部配管に破断が発生した場合は、液相部配管破断と比較して破断流量は小さくなる。また、原子炉の減圧が促進されることから、低圧の原子炉注水開始が早くなる。</p> <p>b. シュラウド外の液相部配管</p> <p>液相部配管に破断が発生した場合は、配管の接続位置が低いほど水頭圧の影響により破断流量は大きくなる。シュラウド外の液相部配管に破断が発生した場合、燃料棒が配置されるシュラウド内からの原子炉冷却材流出は、崩壊熱による蒸発及びジェットポンプ上端からのオーバーフローとなる。このため、シュラウド内に崩壊熱相当の流量で注水することにより、ジェットポンプ上端までのシュラウド内冠水は維持され、炉心冷却は確保される。</p> <p>c. シュラウド内の液相部配管</p> <p>シュラウド内の液相部配管に破断が発生した場合、シュラウド内からの原子炉冷却材流出は、崩壊熱による蒸発、ジェットポンプ上端からのオーバーフロー及び破断口からの流出となる。このため、ジェットポンプ上端までのシュラウド内冠水を維持するためには、崩壊熱相当の流量に破断流量を加えた原子炉注水が必要となる。</p>	<p>3. 「LOCA時注水機能喪失」の事故条件設定の考え方</p> <p>3.1 破断位置の事故条件設定の考え方</p> <p>(1) 破断位置の分類</p> <p>LOCAの破断を想定する原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管は、大きく以下の3通りに分類することができる。また、原子炉圧力容器に接続する代表的な配管（ノズル）を表1及び図1に示す。</p> <p>a. 気相部配管</p> <p>気相部配管に破断が発生した場合は、液相部配管破断と比較して破断流量は小さくなる。また、原子炉の減圧が促進されることから、低圧の原子炉注水開始が早くなる。</p> <p>b. シュラウド外の液相部配管</p> <p>液相部配管に破断が発生した場合は、配管の接続位置が低いほど水頭圧の影響により破断流量は大きくなる。シュラウド外の液相部配管に破断が発生した場合、燃料棒が配置されるシュラウド内からの原子炉冷却材流出は、崩壊熱による蒸発及びジェットポンプ上端からのオーバーフローとなる。このため、シュラウド内に崩壊熱相当の流量で注水することにより、ジェットポンプ上端までのシュラウド内冠水は維持され、炉心冷却は確保される。</p> <p>c. シュラウド内の液相部配管</p> <p>シュラウド内の液相部配管に破断が発生した場合、シュラウド内からの原子炉冷却材流出は、崩壊熱による蒸発、ジェットポンプ上端からのオーバーフロー及び破断口からの流出となる。このため、ジェットポンプ上端までのシュラウド内冠水を維持するためには、崩壊熱相当の流量に破断流量を加えた原子炉注水が必要となる。</p>	

第1表 代表的な原子炉压力容器に接続する配管

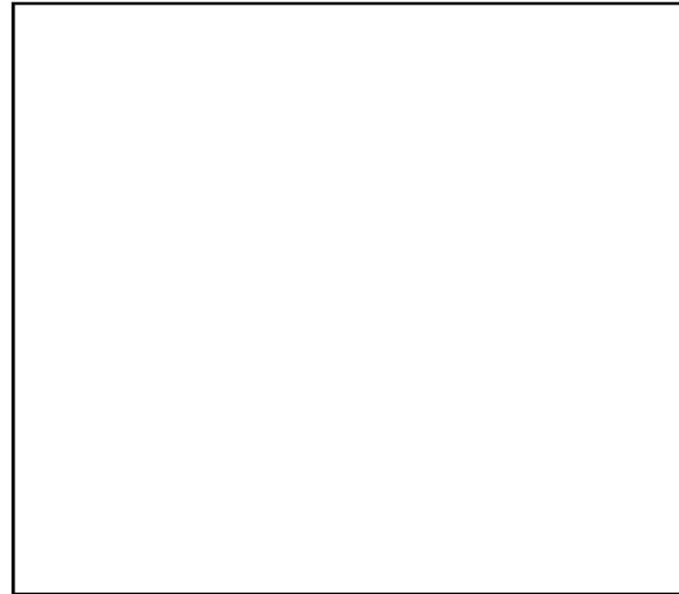
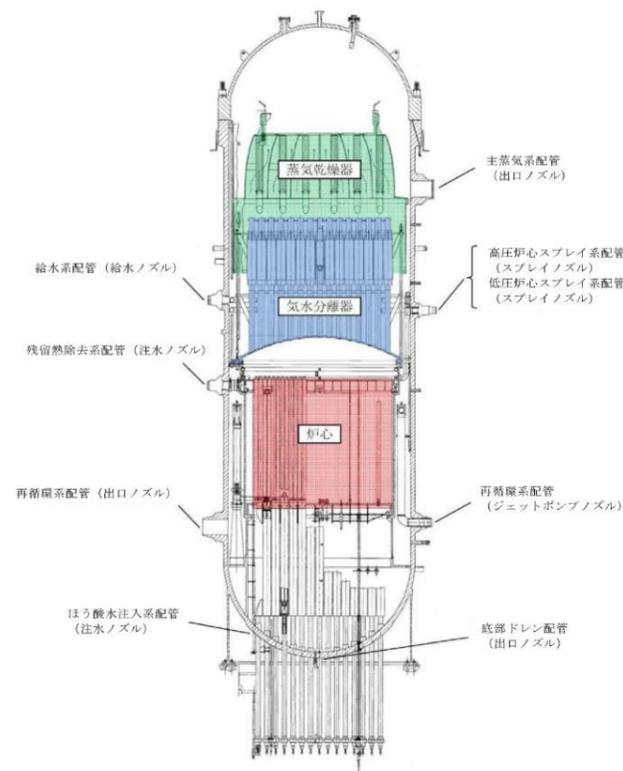
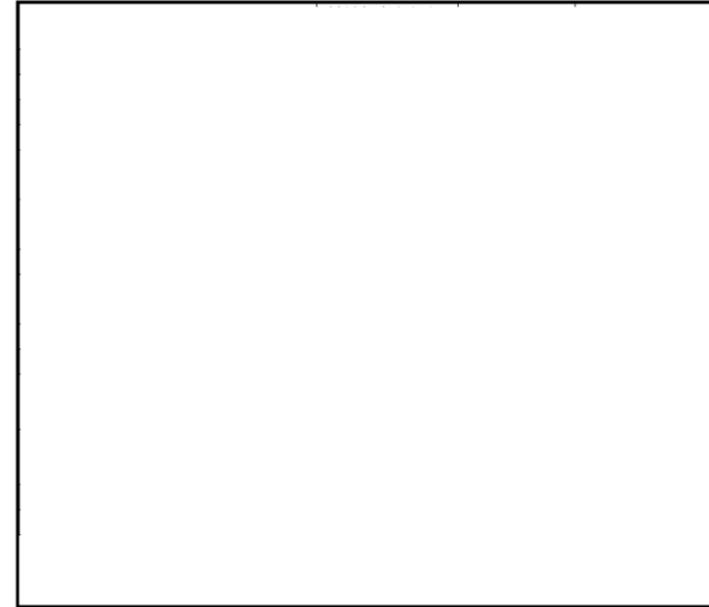


表1 代表的な原子炉压力容器に接続する配管



第1図 代表的な原子炉压力容器に接続する配管

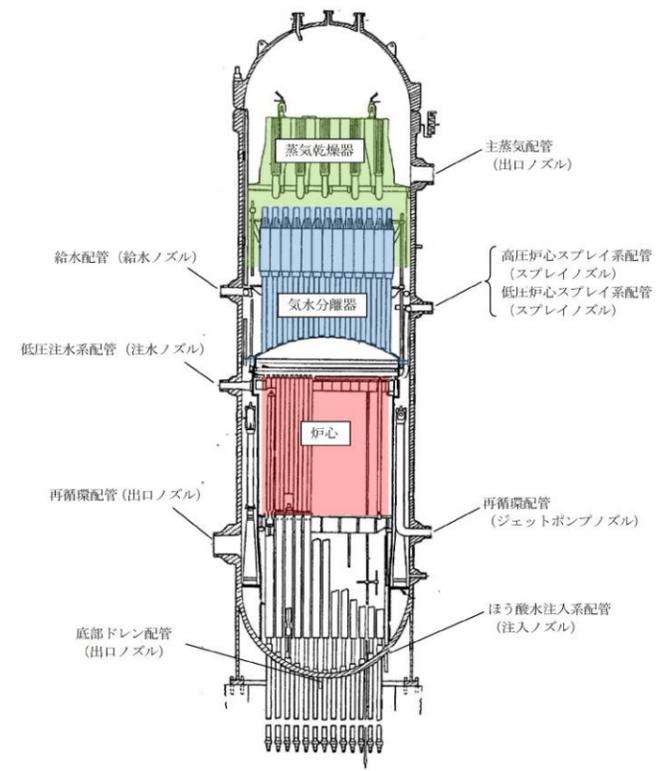


図1 代表的な原子炉压力容器に接続する配管

・設備設計の相違
【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>(2) 破断位置の違いによる影響について</p> <p>破断位置の違いによる燃料被覆管温度挙動への影響を確認するため、気相部配管として主蒸気系配管（出口ノズル）及びシュラウド内の液相部配管として配管高さの低い底部ドレン配管（出口ノズル）にベースケースと同じ約 3.7 cm^2 (0.004ft^2) の破断面積を設定した場合の感度解析を実施した。原子炉圧力、原子炉水位及び燃料被覆管温度挙動の比較を第2図に、評価結果の比較を第2表に示す。</p> <p>この結果、気相部配管の破断を想定した場合は、シュラウド内外の液相部配管に破断を想定した場合と比較して、燃料被覆管最高温度が低くなる。また、液相部配管の破断を想定した場合にはシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差はない。したがって、格納容器破損防止対策の有効性評価（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））において原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管の中で最大口径である再循環系配管（出口ノズル）の破断を想定していることを考慮し、「LOCA時注水機能喪失」で想定する破断位置は、再循環系配管（出口ノズル）を設定した。</p> <p style="text-align: center;">第2表 破断位置の感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="952 1163 1697 1350"> <thead> <tr> <th>破断位置</th> <th>破断面積</th> <th>燃料被覆管最高温度</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>a. 主蒸気系配管（出口ノズル） （気相部配管）</td> <td rowspan="3">約 3.7 cm^2</td> <td>約 338°C</td> </tr> <tr> <td>b. 再循環系配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）</td> <td>約 616°C</td> </tr> <tr> <td>c. 底部ドレン配管（出口ノズル） （シュラウド内の液相部配管）</td> <td>約 617°C</td> </tr> </tbody> </table>	破断位置	破断面積	燃料被覆管最高温度	a. 主蒸気系配管（出口ノズル） （気相部配管）	約 3.7 cm^2	約 338°C	b. 再循環系配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）	約 616°C	c. 底部ドレン配管（出口ノズル） （シュラウド内の液相部配管）	約 617°C	<p>(2) 破断位置の違いによる影響について</p> <p>破断位置の違いによる燃料被覆管温度挙動への影響を確認するため、気相部配管として主蒸気配管及びシュラウド内の液相部配管として配管高さの低い底部ドレン配管にベースケースと同じ約 3.1 cm^2 の破断面積を設定した場合の感度解析を実施した。原子炉圧力、原子炉水位及び燃料被覆管温度挙動の比較を図2に評価結果の比較を表2に示す。</p> <p>この結果、気相部配管の破断を想定した場合は、シュラウド内外の液相部配管に破断を想定した場合と比較して、燃料被覆管温度が低くなる。また、液相部配管の破断を想定した場合にはシュラウド内外で燃料被覆管温度及び事象進展に有意な差はない。したがって、格納容器破損防止対策の有効性評価（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））において原子炉冷却材圧力バウンダリに接続する配管の中で最大口径である再循環配管（出口ノズル）の破断を想定していることを考慮し、「LOCA時注水機能喪失」で想定する破断位置は、再循環配管（出口ノズル）を設定した。</p> <p style="text-align: center;">表2 破断位置の感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="1774 1163 2472 1350"> <thead> <tr> <th>破断位置</th> <th>破断面積</th> <th>燃料被覆管最高温度</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>主蒸気配管 （気相部配管）</td> <td rowspan="3">約 3.1 cm^2</td> <td>約 489°C</td> </tr> <tr> <td>再循環配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）</td> <td>約 779°C</td> </tr> <tr> <td>底部ドレン配管 （シュラウド内の液相部配管）</td> <td>約 782°C</td> </tr> </tbody> </table>	破断位置	破断面積	燃料被覆管最高温度	主蒸気配管 （気相部配管）	約 3.1 cm^2	約 489°C	再循環配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）	約 779°C	底部ドレン配管 （シュラウド内の液相部配管）	約 782°C	<p>・解析条件の相違 【東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【東海第二】</p>
破断位置	破断面積	燃料被覆管最高温度																					
a. 主蒸気系配管（出口ノズル） （気相部配管）	約 3.7 cm^2	約 338°C																					
b. 再循環系配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）		約 616°C																					
c. 底部ドレン配管（出口ノズル） （シュラウド内の液相部配管）		約 617°C																					
破断位置	破断面積	燃料被覆管最高温度																					
主蒸気配管 （気相部配管）	約 3.1 cm^2	約 489°C																					
再循環配管（出口ノズル） （シュラウド外の液相部配管）		約 779°C																					
底部ドレン配管 （シュラウド内の液相部配管）		約 782°C																					

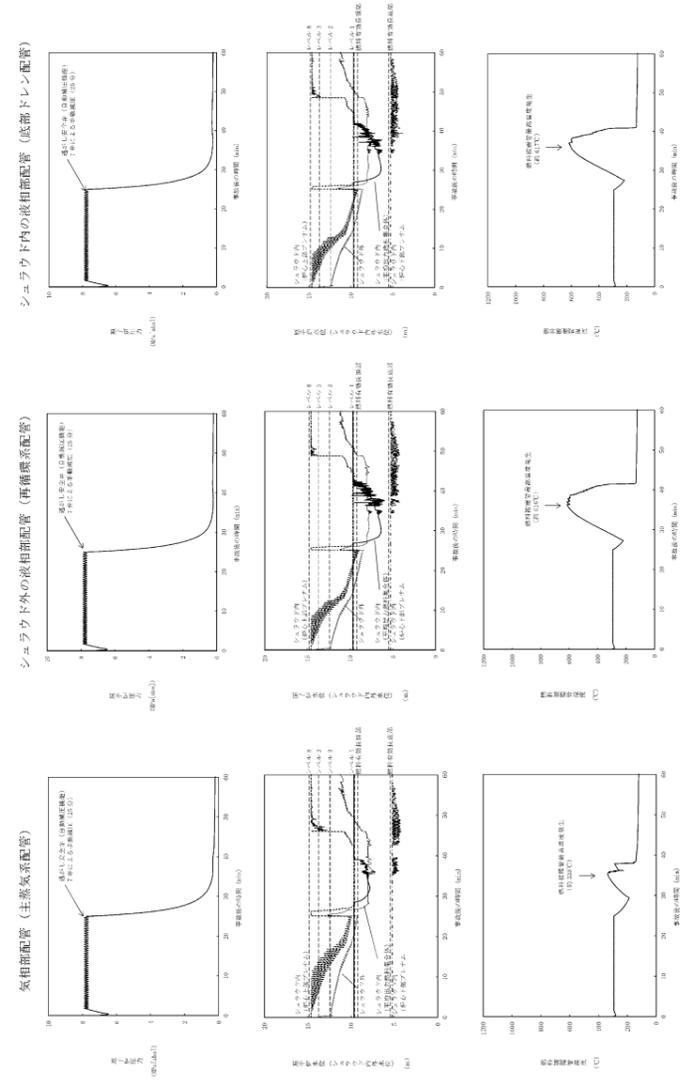
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考																		
	<p>3.2 破断面積の事故条件設定の考え方</p> <p>(1) 燃料被覆管の破裂を回避可能な破断面積の範囲</p> <p>2. に示すとおり、「LOCA時注水機能喪失」では、燃料被覆管の破裂が発生しないことを判断の目安としている。この考え方に基づき、<u>常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水により燃料被覆管の破裂を回避できる破断面積を感度解析により確認し、再循環系配管(出口ノズル)に対して<u>約9.5cm²</u>の破断面積の範囲までは燃料被覆管の破裂発生を防止することが可能であることを確認した。ベースケース(約3.7cm²)と感度解析ケース(約9.5cm²)との原子炉圧力、原子炉水位及び燃料被覆管温度挙動の比較を第3図に、感度解析の結果を第3表に示す。</p> <p>第3図に示すとおり、ベースケースと感度解析ケースとでは、事象進展に有意な差が生じるものではない。また、逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動操作による原子炉減圧(<u>常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)</u>による原子炉注水)の操作条件(事象発生後25分後)は、10分間の状況判断の後に<u>高圧炉心スプレイ系等の手動起動を試みる操作</u>など一連の操作時間を考慮して設定したものであり、パラメータを起点とした条件設定としていないことから、破断面積の違いによる影響はない。</p> <p style="text-align: center;">第3表 破断面積の感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="952 1251 1700 1348"> <thead> <tr> <th>破断位置</th> <th>破断面積</th> <th>破裂の有無</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>再循環系配管(出口ノズル)</td> <td>約9.5 cm²</td> <td>無</td> </tr> <tr> <td>(シュラウド外の液相部配管)</td> <td>約9.6 cm²</td> <td>有</td> </tr> </tbody> </table>	破断位置	破断面積	破裂の有無	再循環系配管(出口ノズル)	約9.5 cm ²	無	(シュラウド外の液相部配管)	約9.6 cm ²	有	<p>3.2 破断面積の事故条件設定の考え方</p> <p>(1) 燃料被覆管の破裂を回避可能な破断面積の範囲</p> <p>2. に示すとおり、「LOCA時注水機能喪失」では、燃料被覆管の破裂が発生しないことを判断の目安としている。この考え方に基づき、<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被覆管の破裂を回避できる破断面積を感度解析により確認し、再循環配管(出口ノズル)に対して<u>約4.2cm²</u>の破断面積の範囲までは燃料被覆管の破裂発生を防止することが可能であることを確認した。ベースケース(約3.1cm²)と感度解析ケース(約4.2cm²)との原子炉圧力、原子炉水位及び燃料被覆管温度挙動の比較を図3に、感度解析の結果を表3に示す。</p> <p>図3に示すとおり、ベースケースと感度解析ケースとでは、事象進展に有意な差が生じるものではない。また、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動操作による原子炉減圧(<u>低圧原子炉代替注水系(常設)</u>による原子炉注水)の操作条件(事象発生後30分後)は、10分間の状況判断の後に<u>常設代替交流電源設備の準備操作</u>など一連の操作時間を考慮して設定したものであり、パラメータを起点とした条件設定としていないことから、破断面積の違いによる影響はない。</p> <p style="text-align: center;">表3 破断面積の感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="1760 1251 2487 1348"> <thead> <tr> <th>破断位置</th> <th>破断面積</th> <th>破裂の有無</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>再循環配管(出口ノズル)</td> <td>約4.2 cm²</td> <td>無</td> </tr> <tr> <td>(シュラウド外の液相部配管)</td> <td>約4.3 cm²</td> <td>有</td> </tr> </tbody> </table>	破断位置	破断面積	破裂の有無	再循環配管(出口ノズル)	約4.2 cm ²	無	(シュラウド外の液相部配管)	約4.3 cm ²	有	<p>備考</p> <ul style="list-style-type: none"> ・解析結果の相違【東海第二】 ・解析条件の相違【東海第二】 減圧操作開始までに想定する操作の相違 ・解析結果の相違【東海第二】
破断位置	破断面積	破裂の有無																			
再循環系配管(出口ノズル)	約9.5 cm ²	無																			
(シュラウド外の液相部配管)	約9.6 cm ²	有																			
破断位置	破断面積	破裂の有無																			
再循環配管(出口ノズル)	約4.2 cm ²	無																			
(シュラウド外の液相部配管)	約4.3 cm ²	有																			

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) 有効性評価における破断面積の事故条件の設定</p> <p>有効性評価においては、逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動操作による原子炉減圧(常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水)に対して評価上の操作時間余裕を確認している。</p> <p>再循環系配管(出口ノズル)に対して破断面積の事故条件を燃料被覆管の破裂発生防止が可能な限界である約 9.5cm²の破断を設定すると、評価上の操作時間余裕がなくなることから、炉心損傷防止対策の有効性評価では、燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲で事象進展の特徴を代表でき、かつ10分程度の操作時間余裕が確保できる破断面積として、再循環系配管(出口ノズル)に対して約3.7cm²の破断を事故条件として設定する。</p> <p>また、約9.5cm²の破断を想定し、これが運転員等操作の操作時間余裕を考慮せずに、燃料被覆管の破裂発生防止が可能な最大の破断面積となることを確認する。</p> <p>なお、実際にLOCAが発生した場合、破断面積を確認することはできないため、運転手順においては、LOCA発生の確認(ドライウェル圧力が13.7kPa[gage]に到達)後に炉心損傷発生の有無によってその後の対応手順を選択することとしている。また、LOCA時の高圧及び低圧注水機能が喪失する場合の有効性評価は、炉心損傷防止対策としての「LOCA時注水機能喪失」及び格納容器破損防止対策としての「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」により小破断LOCAから大破断LOCAまでの範囲を確認している。</p>	<p>(2) 有効性評価における破断面積の事故条件の設定</p> <p>有効性評価においては、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動操作による原子炉減圧(低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水)に対して評価上の操作余裕を確認している。</p> <p>再循環配管(出口ノズル)に対して破断面積の事故条件を燃料被覆管温度の破裂発生防止が可能な限界である約4.2cm²の破断を設定すると、評価上の操作時間余裕がなくなることから、炉心損傷防止対策の有効性評価では、燃料被覆管の破裂発生を防止可能な範囲で事象進展の特徴を代表でき、かつ、5分程度の操作時間余裕が確保できる破断面積として、再循環配管(出口ノズル)に対して約3.1cm²の破断を事故条件として設定する。</p> <p>また、約4.2cm²の破断を想定し、これが運転員等操作時間の操作時間余裕を考慮せずに、燃料被覆管の破裂発生防止が可能な最大の破断面積となることを確認する。</p> <p>なお、実際のLOCAが発生した場合、破断面積を確認することはできないため、運転手順においては、LOCA発生の確認(ドライウェル圧力が13.7kPa[gage]に到達)後に炉心損傷発生の有無によってその後の対応手順を選択することとしている。また、LOCA時の高圧及び低圧注水機能が喪失する場合の有効性評価は、炉心損傷防止対策としての「LOCA時注水機能喪失」及び格納容器破損防止対策としての「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」により小破断LOCAから大破断LOCAまでの範囲を確認している。</p>	<p>・解析結果の相違 【東海第二】</p> <p>・解析結果の相違 【東海第二】</p> <p>ベースケースの破断面積の設定が異なることによる、減圧操作の余裕時間の相違</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>(2) 炉心損傷防止対策が有効である破断面積について</p> <p>(1)に示すとおり、原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断面積が5.6cm²までは炉心損傷防止対策が有効であり、同様の注水設備で炉心損傷防止対策が有効という観点で、TAF以上の位置に接続された配管(RHR配管)に適用するとその破断面積は420cm²となる。この破断面積(420cm²)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)」で解析条件としているRHR吸込配管完全破断の約半分の面積に相当するものであり、図2に示すとおり、低圧代替注水系(常設)により燃料被覆管破裂を回避できる。</p> <p>PRAではNUREG-1150の定義と同様に漏えいを表1 LOCA関連事象の分類定義のとおりに分類しており、125A(約126cm²)以上の配管破断は大破断LOCAと定義されることから、炉心損傷防止対策が有効であるTAF以上の位置に接続された配管の破断面積は、大破断LOCA相当となる。一方、TAF以下の配管のLOCAは、破断面積が小さく、表1(NUREG-1150の定義)では気相破断や液相破断の区別がないため、破断面積としては小破断LOCA相当となる。しかしなが液相の流出が長期的に継続し、さらにTAF以上の配管と異なり原子炉の高圧状態が維持されるため、注水のための原子炉減圧が必要となることから、事象進展の厳しさとしては中破断LOCA相当となる。</p> <p>上記より、炉心損傷防止対策が有効である破断面積LOCAの範囲は、</p> <ul style="list-style-type: none"> ・TAF以下の配管では5.6cm²以下の破断面積のLOCA ・TAF以上の配管では420cm²以下の破断面積のLOCAとなる。 <p>また、破断面積が、炉心損傷防止対策が有効である破断面積より大きい場合、操作に要する時間を考慮すると、自動起動のイ</p>	<p>(3) 炉心損傷防止対策が有効である破断面積について</p> <p>気相部配管、シュラウド内の液相部配管及びシュラウド外の液相部配管に対して常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水により燃料被覆管の破裂を回避できる破断面積を感度解析により確認した。評価結果を第4表並びに第4図及び第5図に示す。</p> <p>この結果、低圧代替注水系(常設)による炉心損傷防止対策が有効に実施可能な破断面積の範囲は以下のとおりとなる。</p> <p>a. 主蒸気系配管(出口ノズル)(気相部配管) : 約224cm²以下</p> <p>b. 再循環系配管(出口ノズル)(シュラウド外の液相部配管) : 約9.5cm²以下</p> <p>c. 底部ドレン配管(出口ノズル)(シュラウド内の液相部配管) : 約9.2cm²以下</p> <p>確率論的リスク評価(以下「PRA」という。)では、NUREG-1150の定義と同様にLOCAを第5表のとおり分類しており、5inch(約127cm²)以上の配管破断は大破断LOCAと定義されることから、炉心損傷防止対策が有効に実施可能な気相部配管の破断面積は大破断LOCA相当となる。一方、液相部配管破断は炉心損傷防止対策が有効に実施可能な破断面積は小さいが、原子炉冷却材の流出が長期的に継続すること及び原子炉の高圧状態が維持されるための原子炉減圧が必要となることから、事象進展の厳しさとしては中破断LOCA相当となる。</p> <p style="text-align: center;">第4表 破断面積の感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="955 1465 1697 1633"> <thead> <tr> <th>破断位置</th> <th>破断面積</th> <th>破裂の有無</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>a. 主蒸気系配管(出口ノズル)(気相部配管)</td> <td>約224 cm²</td> <td>無</td> </tr> <tr> <td></td> <td>約225 cm²</td> <td>有</td> </tr> <tr> <td>b. 再循環系配管(出口ノズル)(シュラウド外の液相部配管)</td> <td>約9.5 cm²</td> <td>無</td> </tr> <tr> <td></td> <td>約9.6 cm²</td> <td>有</td> </tr> <tr> <td>c. 底部ドレン配管(出口ノズル)(シュラウド内の液相部配管)</td> <td>約9.2 cm²</td> <td>無</td> </tr> <tr> <td></td> <td>約9.3 cm²</td> <td>有</td> </tr> </tbody> </table>	破断位置	破断面積	破裂の有無	a. 主蒸気系配管(出口ノズル)(気相部配管)	約224 cm ²	無		約225 cm ²	有	b. 再循環系配管(出口ノズル)(シュラウド外の液相部配管)	約9.5 cm ²	無		約9.6 cm ²	有	c. 底部ドレン配管(出口ノズル)(シュラウド内の液相部配管)	約9.2 cm ²	無		約9.3 cm ²	有	<p>(3) 炉心損傷防止対策が有効である破断面積について</p> <p>気相部配管、シュラウド内の液相部配管及びシュラウド外の液相部配管に対して低圧原子炉代替注水系(常設)による原子炉注水により燃料被覆管の破裂を回避できる破断面積を感度解析により確認した。評価結果を表4並びに図4及び図5に示す。</p> <p>この結果、低圧原子炉代替注水系(常設)による炉心損傷防止対策が有効に実施可能な破断面積の範囲は以下のとおりとなる。</p> <p>a. 主蒸気配管(気相部配管) : 約120cm²以下</p> <p>b. 再循環配管(出口ノズル)(シュラウド外の液相部配管) : 約4.2cm²以下</p> <p>c. 底部ドレン配管(シュラウド内の液相部配管) : 約4.0cm²以下</p> <p>確率論的リスク評価(以下「PRA」という。)では、NUREG-1150の定義と同様に表5のとおり分類しており、5inch(約127cm²)以上の配管破断は大破断LOCAと定義されることから、炉心損傷防止対策が有効に実施可能な気相部配管の破断面積は大破断LOCA相当となる。一方、液相部配管破断は炉心損傷防止対策が有効に実施可能な破断面積は小さいが、原子炉冷却材の流出が長期的に継続すること及び原子炉の高圧状態が維持されるため原子炉減圧が必要となることから、事象進展の厳しさとして中破断LOCA相当となる。</p> <p style="text-align: center;">表4 破断面積の感度解析結果</p> <table border="1" data-bbox="1757 1474 2487 1667"> <thead> <tr> <th>破断位置</th> <th>破断面積</th> <th>破裂の有無</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">主蒸気配管(気相部配管)</td> <td>約120 cm²</td> <td>無</td> </tr> <tr> <td>約121 cm²</td> <td>有</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">再循環配管(出口ノズル)(シュラウド外の液相部配管)</td> <td>約4.2 cm²</td> <td>無</td> </tr> <tr> <td>約4.3 cm²</td> <td>有</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">底部ドレン配管(シュラウド内の液相部配管)</td> <td>約4.0 cm²</td> <td>無</td> </tr> <tr> <td>約4.1 cm²</td> <td>有</td> </tr> </tbody> </table>	破断位置	破断面積	破裂の有無	主蒸気配管(気相部配管)	約120 cm ²	無	約121 cm ²	有	再循環配管(出口ノズル)(シュラウド外の液相部配管)	約4.2 cm ²	無	約4.3 cm ²	有	底部ドレン配管(シュラウド内の液相部配管)	約4.0 cm ²	無	約4.1 cm ²	有	<p>・解析結果の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>減圧開始時間や設備設計が異なることから、各配管の破断面積が異なる。</p> <p>・評価結果の相違</p> <p>【柏崎6/7, 東海第二】</p>
破断位置	破断面積	破裂の有無																																								
a. 主蒸気系配管(出口ノズル)(気相部配管)	約224 cm ²	無																																								
	約225 cm ²	有																																								
b. 再循環系配管(出口ノズル)(シュラウド外の液相部配管)	約9.5 cm ²	無																																								
	約9.6 cm ²	有																																								
c. 底部ドレン配管(出口ノズル)(シュラウド内の液相部配管)	約9.2 cm ²	無																																								
	約9.3 cm ²	有																																								
破断位置	破断面積	破裂の有無																																								
主蒸気配管(気相部配管)	約120 cm ²	無																																								
	約121 cm ²	有																																								
再循環配管(出口ノズル)(シュラウド外の液相部配管)	約4.2 cm ²	無																																								
	約4.3 cm ²	有																																								
底部ドレン配管(シュラウド内の液相部配管)	約4.0 cm ²	無																																								
	約4.1 cm ²	有																																								

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>ンターロックがなければ炉心損傷の回避は困難であり、炉心損傷回避が困難なシナリオとして、大破断LOCAでの原子炉格納容器の過圧・過温防止のシナリオにて包絡する整理としている。</p> <p style="text-align: right;">以上</p> <p style="text-align: center;">表1 LOCA関連事象の分類定義</p> <div style="border: 1px solid black; width: 100%; height: 150px; margin: 10px 0;"></div> <p>原子炉圧力容器下部のドレン配管破断のようなTAF以下に存在する配管の破断は、液相破断LOCAとなり、RHR配管のようなTAF以上に存在する配管の破断は最終的に気相破断LOCAとなる。両事象では起因事象が異なるため、プラントパラメータ（原子炉圧力、原子炉水位等）の推移が異なり、かつ、運転員による事象緩和のための操作の開始時間も異なることから、単純に両事象の厳しさを比較するのは困難である。</p> <p>しかしながら、ここでは液相破断LOCAと気相破断LOCAの事象の厳しさを比較するため、流出量による比較を行う。各破断LOCAによる流出量は次式により算出を行った。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ RHR配管破断LOCAの流出量 <ul style="list-style-type: none"> ＝破断口からの液相流出（RHR配管上部の保有水のみ） ＋崩壊熱による蒸発分 ・ ドレン配管破断の流出量 <ul style="list-style-type: none"> ＝破断口からの液相流出（ボトムからの継続流出）＋ 	<p style="text-align: center;">第5表 LOCA関連事象の分類定義</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 15%;">事象分類</th> <th style="width: 35%;">状態定義</th> <th style="width: 50%;"></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>漏えい</td> <td>常用系（CRDポンプ等）で補給可能な範囲</td> <td rowspan="5" style="border: 1px solid black;"></td> </tr> <tr> <td>小破断LOCA</td> <td>R C I Cで注水可能な範囲</td> </tr> <tr> <td>中破断LOCA</td> <td>小破断LOCAと大破断LOCAの中間範囲</td> </tr> <tr> <td>大破断LOCA</td> <td>事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲</td> </tr> <tr> <td>DBA超過LOCA</td> <td>設計基準事象でのLOCAを超える範囲</td> </tr> </tbody> </table>	事象分類	状態定義		漏えい	常用系（CRDポンプ等）で補給可能な範囲		小破断LOCA	R C I Cで注水可能な範囲	中破断LOCA	小破断LOCAと大破断LOCAの中間範囲	大破断LOCA	事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲	DBA超過LOCA	設計基準事象でのLOCAを超える範囲	<p style="text-align: center;">表5 LOCA関連事象の分類定義</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 15%;">事象分類</th> <th style="width: 35%;">状態定義</th> <th style="width: 10%;">等価破断径</th> <th style="width: 40%;">流出流量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>漏えい</td> <td>常用系（CRDポンプ等）で補給可能な範囲</td> <td rowspan="5" style="border: 1px solid black;"></td> <td rowspan="5" style="border: 1px solid black;"></td> </tr> <tr> <td>小破断LOCA</td> <td>R C I Cで注水可能な範囲</td> </tr> <tr> <td>中破断LOCA</td> <td>小破断LOCAと大破断LOCAの中間範囲</td> </tr> <tr> <td>大破断LOCA</td> <td>事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲</td> </tr> <tr> <td>DBA超過LOCA</td> <td>設計基準事象でのLOCAを超える範囲</td> </tr> </tbody> </table>	事象分類	状態定義	等価破断径	流出流量	漏えい	常用系（CRDポンプ等）で補給可能な範囲			小破断LOCA	R C I Cで注水可能な範囲	中破断LOCA	小破断LOCAと大破断LOCAの中間範囲	大破断LOCA	事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲	DBA超過LOCA	設計基準事象でのLOCAを超える範囲	
事象分類	状態定義																																
漏えい	常用系（CRDポンプ等）で補給可能な範囲																																
小破断LOCA	R C I Cで注水可能な範囲																																
中破断LOCA	小破断LOCAと大破断LOCAの中間範囲																																
大破断LOCA	事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲																																
DBA超過LOCA	設計基準事象でのLOCAを超える範囲																																
事象分類	状態定義	等価破断径	流出流量																														
漏えい	常用系（CRDポンプ等）で補給可能な範囲																																
小破断LOCA	R C I Cで注水可能な範囲																																
中破断LOCA	小破断LOCAと大破断LOCAの中間範囲																																
大破断LOCA	事象発生により原子炉が減圧状態になる範囲																																
DBA超過LOCA	設計基準事象でのLOCAを超える範囲																																

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>崩壊熱による蒸発分</p> <p>図3 に各破断LOCA の崩壊熱による蒸発分を含めた流出量の比較を示した。図3 に示すとおり、ドレン配管破断LOCA は液相の流出が長期的に継続するため、合計の流出量はRHR 配管破断LOCA より大きくなり、厳しい事象となる。</p>			



第2図 破断位置の違いによるパラメータ推移の違いの比較

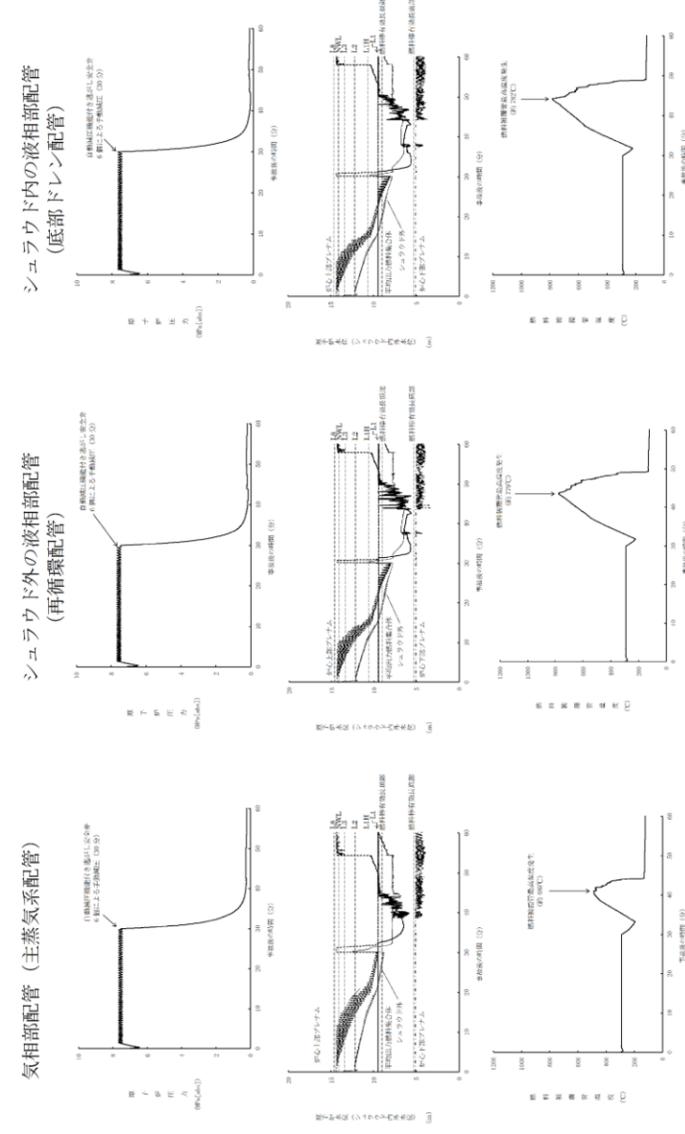
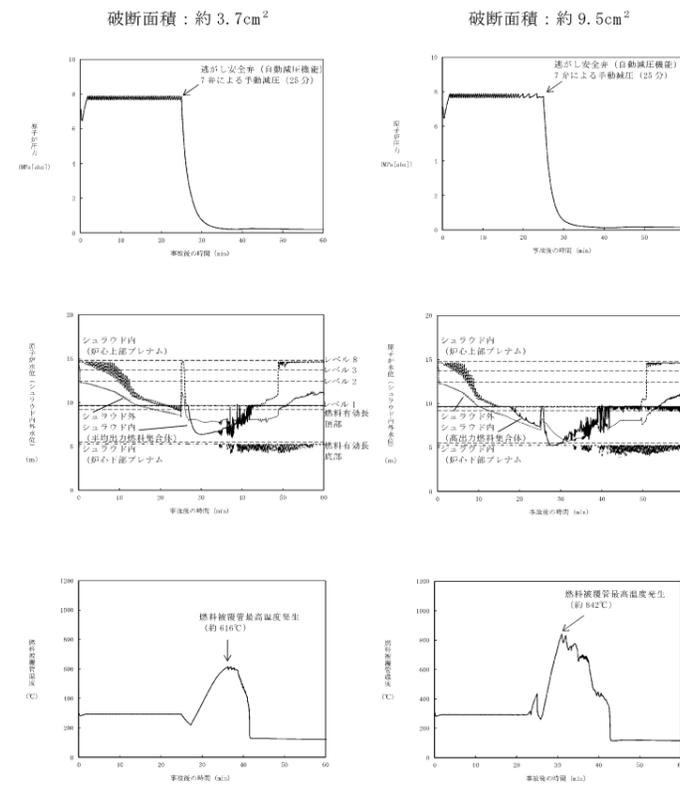


図2 破断位置の違いによるパラメータ推移の違いの比較

・解析結果の相違
【東海第二】



第3 図 破断面積約3.7cm²と約9.5cm²とのパラメータ推移の比較

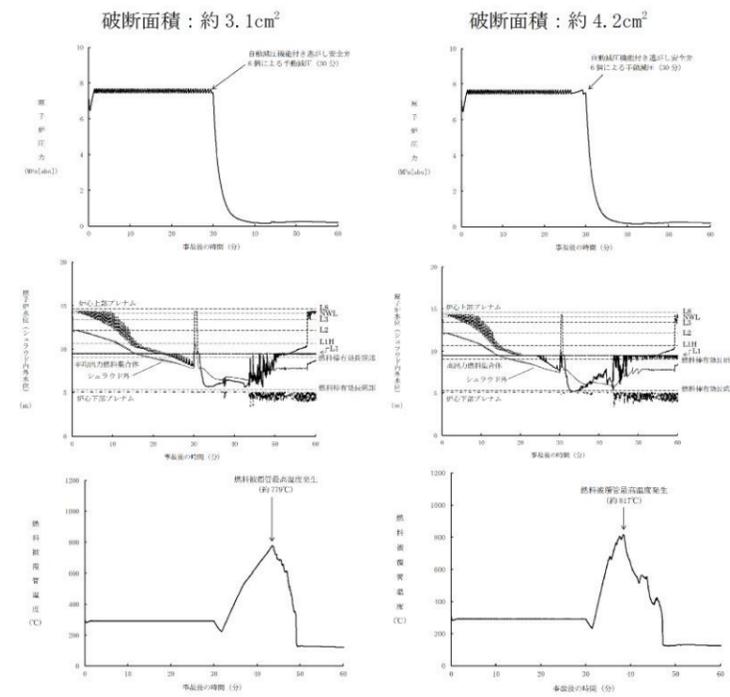
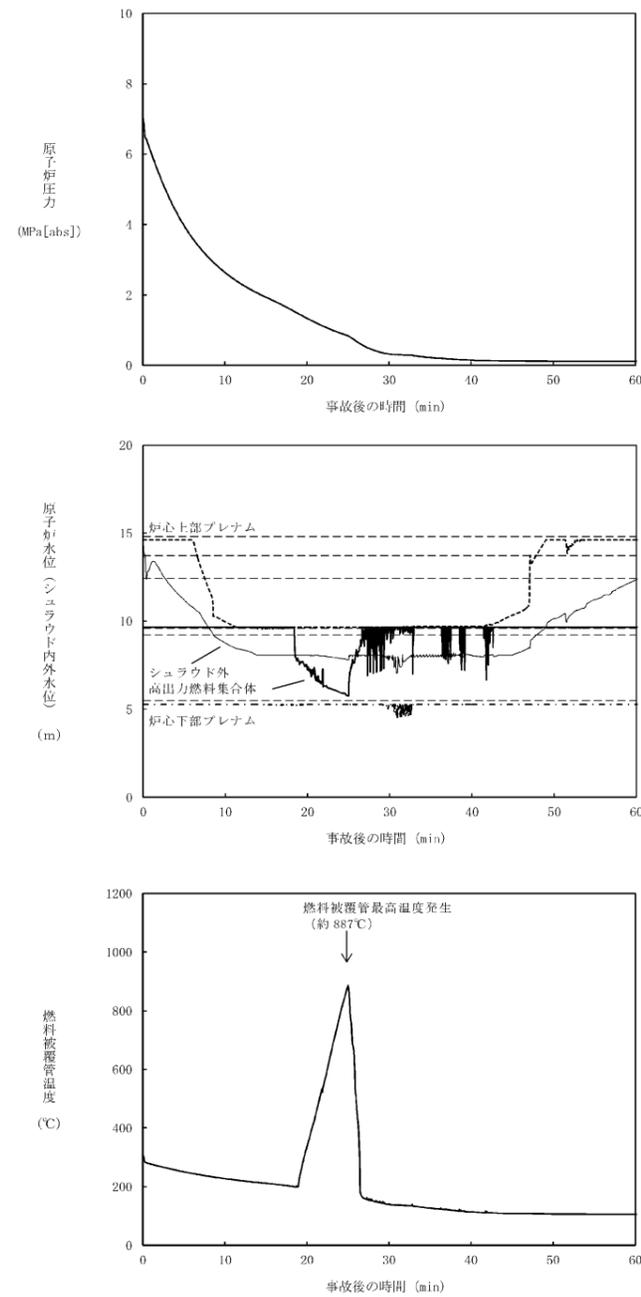


図3 破断面積約3.1cm²と約4.2cm²とのパラメータ推移の比較

・解析結果の相違
【東海第二】



第4図 主蒸気系配管に約 224cm²の破断面積を設定した場合

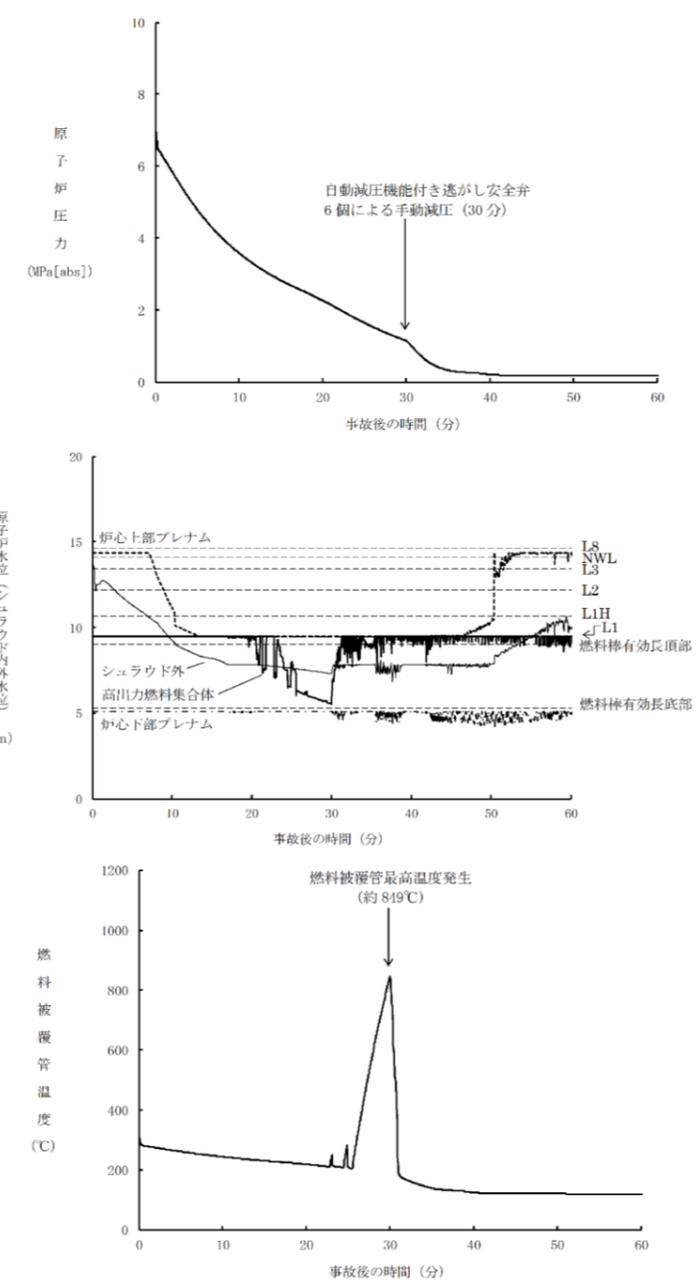
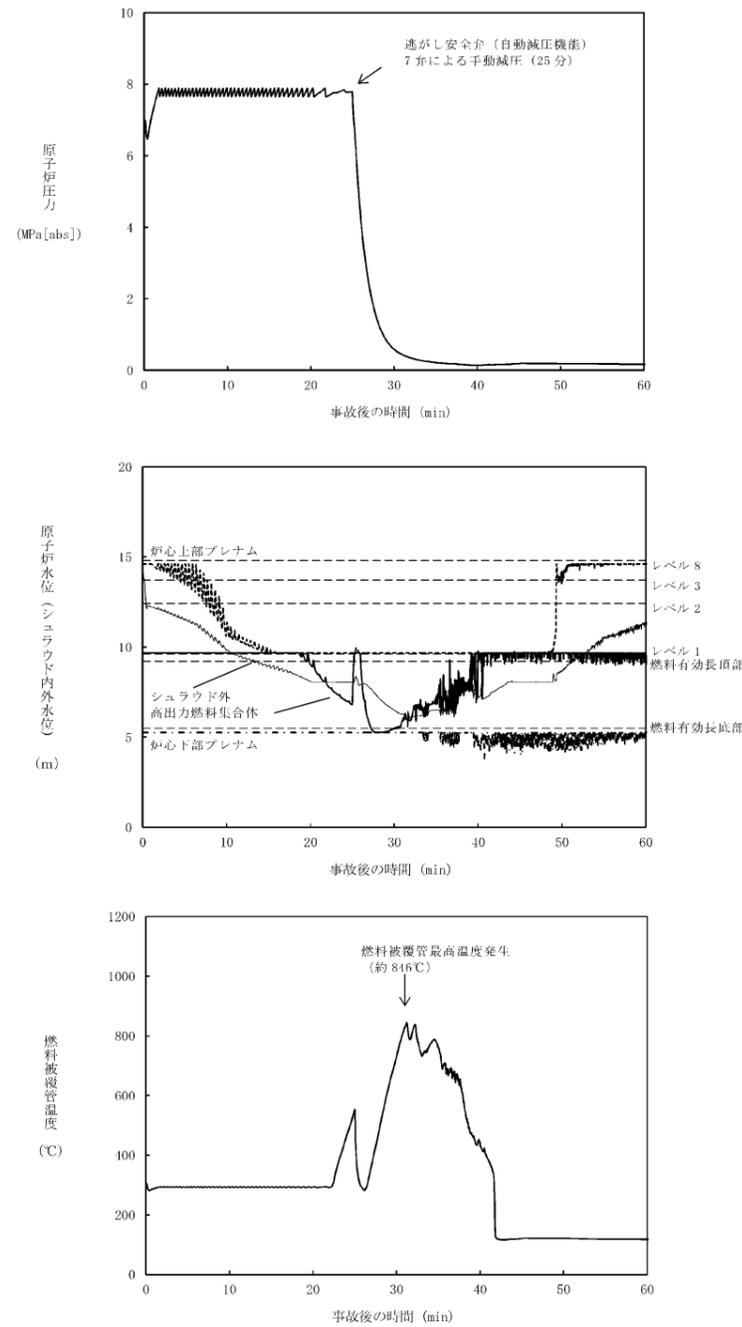


図4 主蒸気配管に約 120cm²の破断面積を設定した場合

・解析結果の相違
【東海第二】



第5 図 原子炉圧力容器底部ドレン配管に約 9.2cm²の破断面積を設定した場合

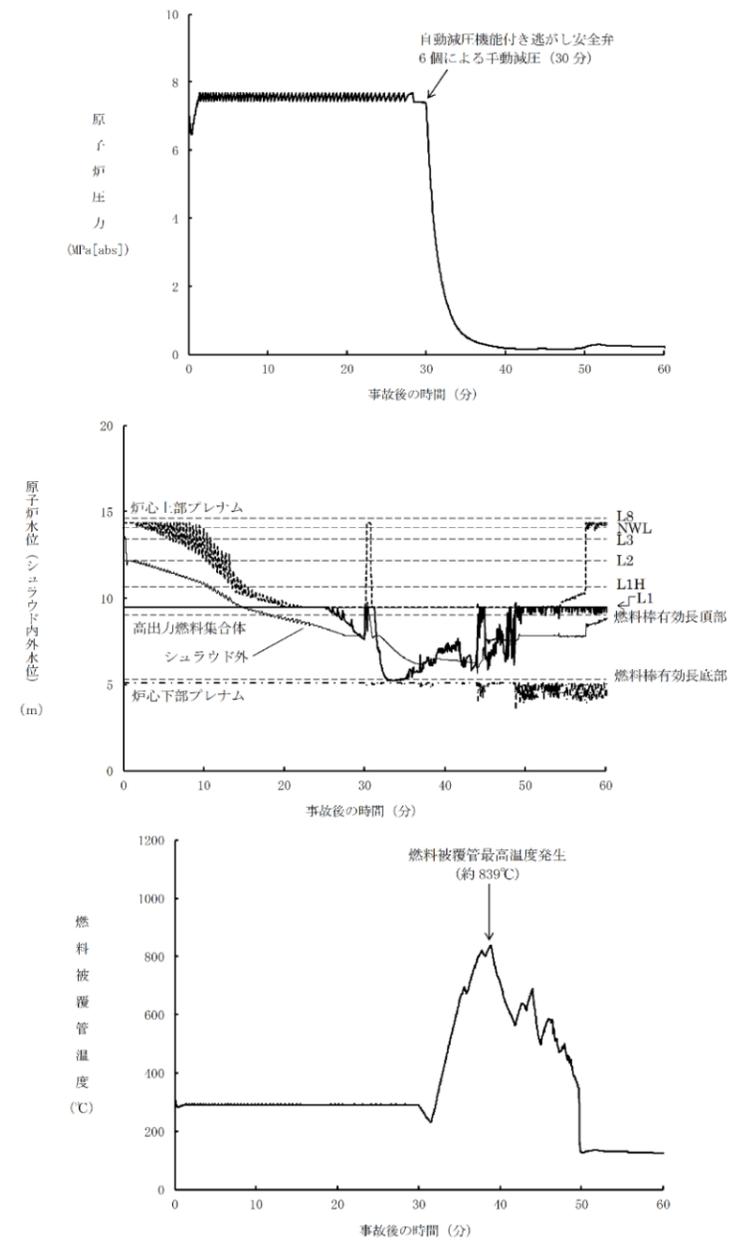


図5 底部ドレン配管に約 4.0cm²の破断面積を設定した場合

・解析結果の相違
【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>(3) <u>原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断に伴う炉心損傷の発生頻度について</u></p> <p>原子炉圧力容器バウンダリの溶接箇所において配管の破断が起こり、LOCAが発生することを想定し、かつ、<u>非常用炉心冷却系によるLOCA発生後の事象緩和に期待できないものとして炉心損傷頻度を算出した(式1)</u>。なお、LOCA発生頻度及び全非常用炉心冷却系機能喪失確率はPRAで用いた値とした。表2に各系統における溶接線数とLOCA後炉心損傷頻度について示す。</p> <p>原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断によりLOCAが発生し、非常用炉心冷却系による事象緩和ができず炉心損傷に至る頻度は3.1×10^{-10} [/炉年]である。なお、破断面積5.6cm^2以下のLOCAは、炉心損傷防止可能であるため、実態の炉心損傷に至る頻度は3.1×10^{-10} [/炉年]より小さくなる。</p> <p>また、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防ぐことができない大破断LOCAについては、PRAにおいて、炉心損傷頻度は5.0×10^{-10} [/炉年]としている。なお、破断面積420cm^2以下のLOCAは、炉心損傷防止可能であるため、実態の炉心損傷に至る頻度は5.0×10^{-10} [/炉年]より小さくなる。したがって、<u>原子炉圧力容器下部のドレン配管の破断により発生するLOCAで炉心損傷に至る頻度は十分に小さいものであると整理される。</u></p> <p>・ <u>CUWボトムドレン配管の破断による炉心損傷頻度</u></p> $= \frac{\text{CUWボトムドレン配管の溶接線数}}{\text{原子炉冷却材圧力バウンダリでの全溶接線数}} \times \text{各LOCA発生頻度} \times \text{全ECCS機能喪失確率} \dots\dots(式1)$	<p>(4) <u>再循環系配管の破断に伴う炉心損傷の発生頻度について</u></p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリの溶接箇所における配管の破断により、LOCAが発生することを想定し、かつ、<u>非常用炉心冷却系によるLOCA発生後の事象緩和に期待できないものとして、以下の式により炉心損傷頻度を算出した。</u></p> <p>【比較のため、後述の一部を記載】</p> <p>再循環系配管の破断によりLOCAが発生し、<u>非常用炉心冷却系による事象緩和ができず、炉心損傷に至る頻度は1.8×10^{-8} /炉年</u>である。なお、破断面積約9.5cm^2以下のLOCAは炉心損傷防止が可能であるため、<u>実際に炉心損傷に至る頻度は1.8×10^{-8} /炉年より小さくなる。</u></p> <p>また、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を有効に実施することが困難である大破断LOCAについては、PRAにおいて、炉心損傷頻度を3.0×10^{-9} /炉年としている。なお、気相部配管の破断面積224cm^2以下のLOCAは、炉心損傷防止が可能であるため、<u>実際に炉心損傷に至る頻度は3.0×10^{-9} /炉年より小さくなる。</u>したがって、再循環系配管の破断により発生するLOCAで炉心損傷に至る頻度は十分に小さいものであると整理される。</p> <p>【ここまで】</p> <p>配管の破断による炉心損傷頻度</p> $= \sum \frac{\text{配管の機能維持に係る溶接線数}}{\text{原子炉冷却材圧力バウンダリでの全溶接線数}} \times \text{各LOCA発生頻度} \times \text{各LOCA発生時の条件付き炉心損傷確率}$ <p><u>各系統の配管口径別の溶接線数と炉心損傷頻度を第5表に示す。なお、LOCA発生頻度及び全非常用炉心冷却系機能喪失確率はPRAで用いた値を使用した。</u></p>	<p>(3) <u>再循環配管の破断に伴う炉心損傷の発生頻度について</u></p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリの溶接箇所において配管の破断が起こり、LOCAが発生することを想定し、かつ、<u>全非常用炉心冷却系等によるLOCA発生後の事象緩和に期待できないものとして炉心損傷頻度を算出した(式1)</u>。なお、LOCA発生頻度及び全非常用炉心冷却系等機能喪失確率はPRAで用いた値とした。表6に各系統の配管口径別の溶接線数と炉心損傷頻度について示す。</p> <p>再循環配管の破断によりLOCAが発生し、<u>全非常用炉心冷却系等による事象緩和ができず炉心損傷に至る頻度は2.3×10^{-9} /炉年</u>である。なお、破断面積約3.1cm^2以下のLOCAは、炉心損傷防止可能であるため、<u>実態の炉心損傷に至る頻度は2.3×10^{-9} /炉年より小さくなる。</u></p> <p>また、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷を防ぐことができない大破断LOCAについては、PRAにおいて、炉心損傷頻度は3.6×10^{-10} [/炉年]としている。なお、気相部配管の破断面積約120cm^2以下のLOCAは、炉心損傷防止可能であるため、<u>実態の炉心損傷に至る頻度は3.6×10^{-10} /炉年より小さくなる。</u>したがって、再循環配管の破断により発生するLOCAで炉心損傷に至る頻度は十分に小さいものであると整理される。</p> <p>・ <u>配管の破断による炉心損傷頻度</u></p> $= \sum \frac{\text{配管の機能維持に係る溶接線数}}{\text{原子炉冷却材圧力バウンダリでの全溶接線数}} \times \text{各LOCA発生頻度} \times \text{各LOCA発生時の条件付き炉心損傷確率} \dots\dots(式1)$	<p>・ 設備設計の相違 【柏崎6/7】 型式の相違により破断を想定する配管が異なる。</p> <p>・ 設備設計の相違 【柏崎6/7】 島根2号炉は、ECCS系とRCICを考慮しているため。</p> <p>・ 評価結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・ 評価結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p> <p>・ 評価結果の相違 【柏崎6/7、東海第二】</p>

表2 各系統における溶接線数とLOCA後炉心損傷頻度

系統	小破断 LOCA			中破断 LOCA			
	溶接線数 ^{※1}	配管破断発生頻度 [1/炉年]	全 ECCS 喪失確率	溶接線数 ^{※1}	配管破断発生頻度 [1/炉年]	全 ECCS 喪失確率	炉心損傷頻度 ^{※5} [1/炉年]
HPCF(B)	25 ^{※2}	2.8×10 ⁻⁵	— ^{※6}	25 ^{※2}	1.9×10 ⁻⁵	— ^{※6}	炉心損傷に至らない
HPCF(C)	8	8.8×10 ⁻⁶	— ^{※6}	8	6.0×10 ⁻⁶	— ^{※6}	
RCIC	128 ^{※3}	1.4×10 ⁻⁴	— ^{※6}	128 ^{※3}	9.6×10 ⁻⁵	— ^{※6}	
LPFL(A)	26 ^{※4}	2.9×10 ⁻⁵	— ^{※6}	26 ^{※4}	2.0×10 ⁻⁵	— ^{※6}	
LPFL(B)	19	2.1×10 ⁻⁵	— ^{※6}	19	1.5×10 ⁻⁵	— ^{※6}	
LPFL(C)	17	1.9×10 ⁻⁵	— ^{※6}	17	1.3×10 ⁻⁵	— ^{※6}	
CW ボトムドレン配管	21	2.3×10 ⁻⁵	4.0×10 ⁻⁷	20	1.5×10 ⁻⁵	2.0×10 ⁻⁵	
その他の原子炉冷却材圧力バウンダリ	30	3.3×10 ⁻⁵	— ^{※6}	26	2.0×10 ⁻⁵	— ^{※6}	炉心損傷に至らない
合計	274	3.0×10 ⁻⁴		269	2.0×10 ⁻⁴		

※1 溶接線数はクラス1機器の検査カテゴリ B-F 及び B-J から抽出
 ※2 HPCF(B)に合流する SLC の配管を考慮
 ※3 主蒸気系及び給水系の溶接部のうち、RCIC の機能喪失に繋がる箇所を考慮
 ※4 給水系の溶接部のうち、LPFL(A)の機能喪失に繋がる箇所を考慮
 ※5 全ての非常用炉心冷却系の機能喪失により、事象緩和ができずに炉心損傷に至る
 ※6 CUW ボトムドレン配管の破断による炉心損傷頻度の算出には不要のため、記載せず

第5表 各系統における溶接線数とLOCA後炉心損傷頻度

系統	小破断 LOCA				中破断 LOCA			
	溶接線数 ^{※1}	配管破断発生頻度 (1/炉年)	条件付き炉心損傷確率	炉心損傷頻度 (1/炉年)	溶接線数 ^{※1}	配管破断発生頻度 (1/炉年)	条件付き炉心損傷確率	炉心損傷頻度 (1/炉年)
RCIC	33	1.3×10 ⁻⁶	— ^{※2}	— ^{※2}	33	8.4×10 ⁻⁶	— ^{※2}	— ^{※2}
HPCS	19	7.2×10 ⁻⁶	— ^{※2}	— ^{※2}	19	4.8×10 ⁻⁶	— ^{※2}	— ^{※2}
LPCS	19	7.2×10 ⁻⁶	— ^{※2}	— ^{※2}	19	4.8×10 ⁻⁶	— ^{※2}	— ^{※2}
RHR-A	21	8.0×10 ⁻⁶	— ^{※2}	— ^{※2}	21	5.3×10 ⁻⁶	— ^{※2}	— ^{※2}
RHR-B	21	8.0×10 ⁻⁶	— ^{※2}	— ^{※2}	21	5.3×10 ⁻⁶	— ^{※2}	— ^{※2}
RHR-C	21	8.0×10 ⁻⁶	— ^{※2}	— ^{※2}	21	5.3×10 ⁻⁶	— ^{※2}	— ^{※2}
PLR	193	7.4×10 ⁻⁵	1.5×10 ⁻⁴	1.1×10 ⁻⁸	193	4.9×10 ⁻⁵	1.5×10 ⁻⁴	7.4×10 ⁻⁹
底部ドレン	118	4.5×10 ⁻⁵	— ^{※2}	— ^{※2}	118	3.0×10 ⁻⁵	— ^{※2}	— ^{※2}
その他の原子炉冷却材圧力バウンダリ	342	1.3×10 ⁻⁴	— ^{※2}	— ^{※2}	342	8.7×10 ⁻⁵	— ^{※2}	— ^{※2}
合計	787	3.0×10 ⁻⁴			787	2.0×10 ⁻⁴		

※1 溶接線数はクラス1機器の検査カテゴリ B-F 及び B-J から抽出。
 ※2 再循環系配管の破断による炉心損傷頻度の算出には不要であるため、記載を省略した。

再循環系配管の破断により LOCA が発生し、非常用炉心冷却系による事象緩和ができず、炉心損傷に至る頻度は 1.8×10^{-8} / 炉年である。なお、破断面積約 9.5 cm^2 以下の LOCA は炉心損傷防止が可能であるため、実際に炉心損傷に至る頻度は 1.8×10^{-8} / 炉年より小さくなる。

また、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を有効に実施することが困難である大破断 LOCA については、PRA において、炉心損傷頻度を 3.0×10^{-9} / 炉年としている。なお、気相部配管の破断面積

224 cm^2 以下の LOCA は、炉心損傷防止が可能であるため、実際に炉心損傷に至る頻度は 3.0×10^{-9} / 炉年より小さくなる。したがって、再循環系配管の破断により発生する LOCA で炉心損傷に至る頻度は十分に小さいものであると整理される。

表6 各系統における溶接線とLOCA後炉心損傷頻度

系統	小破断 LOCA				中破断 LOCA			
	溶接線数 ^{※1}	配管破断発生頻度 [1/炉年]	条件付き炉心損傷確率	炉心損傷頻度 [1/炉年]	溶接線数 ^{※1}	配管破断発生頻度 [1/炉年]	条件付き炉心損傷確率	炉心損傷頻度 [1/炉年]
HPCS	5	3.6×10 ⁻⁶	— ^{※3}	— ^{※3}	5	2.4×10 ⁻⁶	— ^{※3}	— ^{※3}
RCIC	81 ^{※2}	5.8×10 ⁻⁵	— ^{※3}	— ^{※3}	81 ^{※2}	3.9×10 ⁻⁵	— ^{※3}	— ^{※3}
LPFI(A)	9	6.4×10 ⁻⁶	— ^{※3}	— ^{※3}	9	4.3×10 ⁻⁶	— ^{※3}	— ^{※3}
LPFI(B)	9	6.4×10 ⁻⁶	— ^{※3}	— ^{※3}	9	4.3×10 ⁻⁶	— ^{※3}	— ^{※3}
LPFI(C)	7	5.0×10 ⁻⁶	— ^{※3}	— ^{※3}	7	3.3×10 ⁻⁶	— ^{※3}	— ^{※3}
LPCS	5	3.6×10 ⁻⁶	— ^{※3}	— ^{※3}	5	2.4×10 ⁻⁶	— ^{※3}	— ^{※3}
CUW	68	4.9×10 ⁻⁵	— ^{※3}	— ^{※3}	68	3.2×10 ⁻⁵	— ^{※3}	— ^{※3}
PLR	107	7.7×10 ⁻⁵	1.8×10 ⁻³	1.4×10 ⁻⁹	107	5.1×10 ⁻⁵	1.8×10 ⁻³	9.2×10 ⁻¹⁰
SLC	40	2.9×10 ⁻⁵	— ^{※3}	— ^{※3}	40	1.9×10 ⁻⁵	— ^{※3}	— ^{※3}
RHR	20	1.4×10 ⁻⁵	— ^{※3}	— ^{※3}	20	9.5×10 ⁻⁶	— ^{※3}	— ^{※3}
その他の原子炉圧力バウンダリ	68	4.9×10 ⁻⁵	— ^{※3}	— ^{※3}	68	3.2×10 ⁻⁵	— ^{※3}	— ^{※3}
合計	419	3.0×10 ⁻⁴			419	2.0×10 ⁻⁴		

※1 溶接線数はクラス1機器の検査カテゴリ B-F 及び B-J 等から抽出。
 ※2 主蒸気系及び給水系の溶接部のうち、原子炉隔離時冷却系の機能喪失に繋がる箇所を考慮。
 ※3 再循環系配管の破断による炉心損傷頻度の算出には不要のため、記載せず。

・設備設計の相違
 【柏崎6/7, 東海第二】

・記載箇所の相違
 【東海第二】

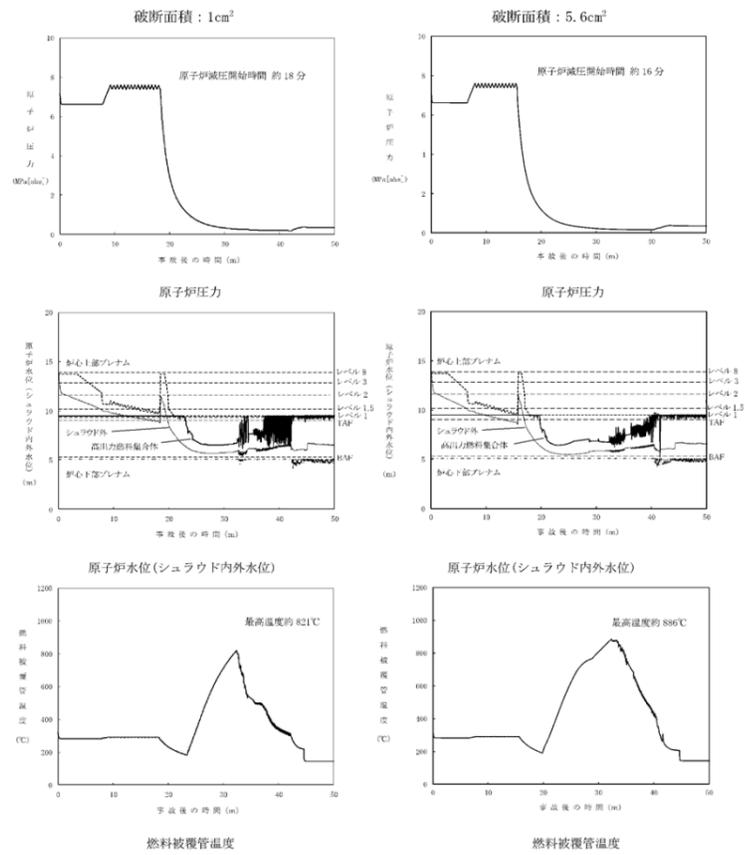
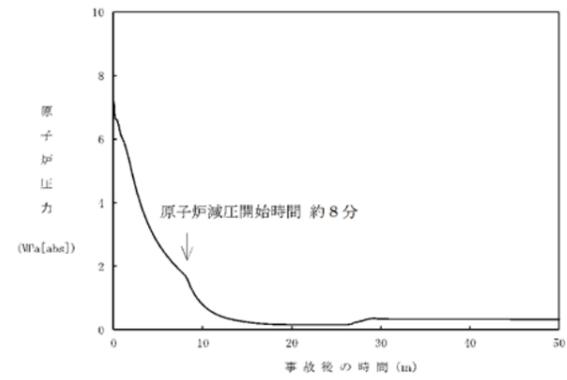
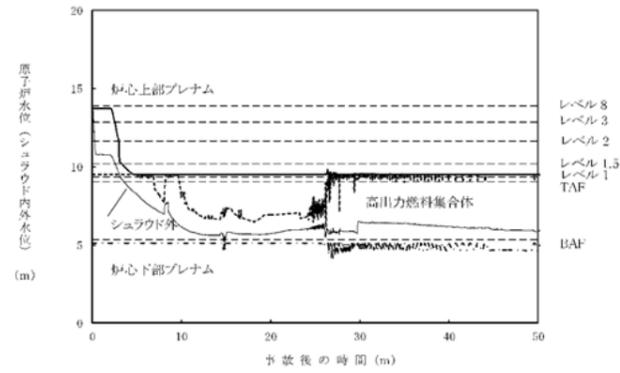


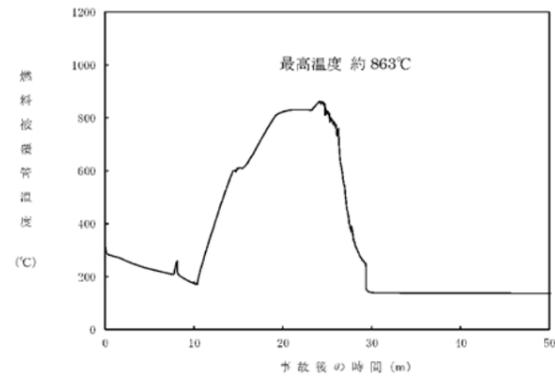
図1 破断面積1cm²と5.6cm²のパラメータ推移の比較



原子炉圧力



原子炉水位(シユラウド内外水位)



燃料被覆管温度

図2 RHR吸込配管が破断面積420cm²で破断した場合のパラメータ推移

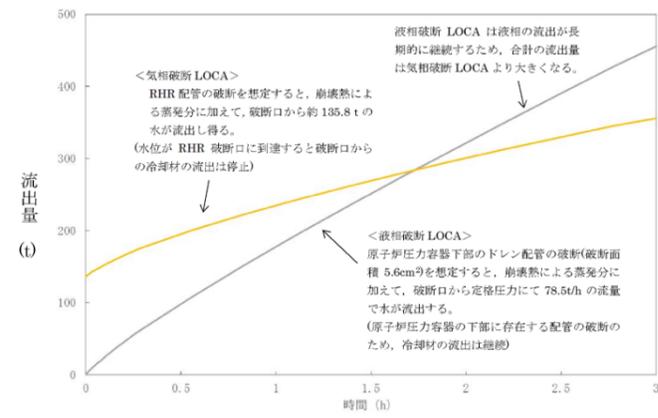


図3 崩壊熱による蒸発分を含めた液相破断LOCAと気相破断LOCAの流出量の比較

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. 国内外の先進的な対策との比較</p> <p>炉心損傷防止対策が有効である破断面積以上のLOCA に対しては、重大事故等対処設備による炉心損傷の回避は困難であるが、対策が「十分な対策が計画されていること」(国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていること)を確認する必要がある。</p> <p>着眼点として、「著しい炉心損傷」をもたらすような配管破断が生じた場合でも炉心損傷を回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段、LOCA 時のペースの速い格納容器圧力上昇を抑制し格納容器ベントを回避できる格納容器除熱手段が必要となる。</p> <p>柏崎刈羽6号及び7号炉と欧米のプラントで講じられている諸対策を、LOCA以外の事故シーケンスグループも含めて対比したものを別表-1に示す。</p> <p>別表-1に示すとおり、LOCA 以外の事故シーケンスグループも含め、基本的に<u>全ての機能</u>に対して国外と同等の対策を講じてきている。</p> <p>特に、表3に示すとおり、高圧注水機能の強化策である蒸気駆動の高圧代替注水系(HPAC)は、国外では見られない対策であり、時間余裕の小さい事象初期に重要な高圧注水機能の多重性を向上させる点、駆動源の多様性を向上させる点で有用な対策となっている。</p> <p>しかしながら、LOCA が生じた場合に燃料被覆管破裂を確実に回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段(インターロックを備えている等)及びLOCA 時のペースの速い格納容器圧力上昇を抑制し格納容器ベントを回避できる格納容器除熱手段については、確認されなかった。</p>	<p>(5) 国内外の先進的な対策との比較</p> <p>炉心損傷防止対策が有効な破断面積以上のLOCA に対しては、<u>炉心損傷防止対策を有効に実施することが困難であることから、審査ガイドに基づき、「LOCA時注水機能喪失」に対する重大事故等対策である低圧代替注水系(常設)が国内外の先進的な対策と同等であることを確認する。</u></p> <p>炉心損傷防止対策が有効な破断面積以上のLOCA に対して炉心損傷防止対策を有効に実施するためには、<u>LOCA時の原子炉水位低下速度に対して、燃料被覆管の破裂を回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段が必要となる。</u>東海第二発電所と国外のプラントで講じられている炉心損傷防止対策の比較を第6表に示す。</p> <p><u>第6表に示すとおり、国外プラントにおいてLOCA時の原子炉水位低下速度に対して、燃料被覆管の破裂を回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段については確認されなかった。</u></p> <p>なお、<u>東海第二発電所の重大事故等対策のうち高圧注水機能の強化策である蒸気駆動の常設高圧代替注水系ポンプは、国外では見られない対策であり、大破断LOCAを除く事象初期において重要な高圧注水機能の多重性向上及び駆動源の多様性向上の観点で有用な対策である。</u></p>	<p>4. 国内外の先進的な対策との比較</p> <p>炉心損傷防止対策が有効である破断面積以上のLOCA に対しては、重大事故等対処設備による炉心損傷の回避は困難であるが、対策が「十分な対策が計画されていること」(国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていること)を確認する必要がある。</p> <p>着眼点として、「著しい炉心損傷」をもたらすような配管破断が生じた場合でも炉心損傷を回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段、LOCA時のペースの速い格納容器圧力上昇を抑制し格納容器ベントを回避できる原子炉格納容器除熱手段が必要となる。</p> <p>島根2号炉と欧米のプラントで講じられている諸対策を、LOCA以外の事故シーケンスグループも含めて対比したものを別表1に示す。</p> <p>別表1に示すとおり、LOCA以外の事故シーケンスグループも含め、基本的に<u>すべての機能</u>に対して国外と同等の対策を講じてきている。</p> <p>特に、表3に示すとおり、高圧注水機能の強化策である蒸気駆動の高圧原子炉代替注水系は、国外では見られない対策であり、時間余裕の小さな事象初期に重要な高圧注水機能の多重性を向上させる点、駆動源の多様性を向上させる点で有用な対策となっている。</p> <p>しかしながら、LOCAが生じた場合に燃料被覆管破裂を確実に回避できる大容量かつ即時の原子炉注水手段(インターロックを備えている等)及びLOCA時のペースの速い格納容器圧力上昇を抑制し格納容器ベントを回避できる原子炉格納容器除熱手段については、確認されなかった。</p>	<p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、LOCA以外の事故シーケンスグループについても記載している。</p>

表3 原子炉への注水機能の整理

原子炉の状態		駆動源		
		電動駆動	蒸気駆動	ディーゼル駆動
原子炉が大破断LOCAを除くと事象初期は高圧 →時間余裕の小さい事象初期に重要		SBOでは給電された後に機能する ・HPCF×2 ・CRD ・給復水系	大規模なLOCAを除き事象初期から機能する ・RCIC ・HPAC (当社)	LOCAも含む各事象で機能する -
原子炉が低圧 と原子炉減圧後に必要		・LPFL×3 ・MWC×3 ・消防車	(蒸気駆動は不適)	・消火ポンプ

以上

表7 原子炉への注水機能の整理

原子炉の状態		駆動源	
		電動	蒸気駆動
原子炉が大破断LOCAを除くと事象初期は高圧 →時間余裕の小さい事象初期に重要		SBOでは給電された後に機能する ・高圧炉心スプレイ系×1 ・制御棒駆動系 ・給復水系	大規模なLOCAを除き事象初期から機能する ・原子炉隔離時冷却系 ・高圧原子炉代替注水系
原子炉が低圧 と原子炉減圧後に必要		・低圧炉心注水系×3 ・低圧炉心スプレイ系×1 ・復水輸送系×2 ・低圧原子炉代替注水系 (常設・可搬型)	(蒸気駆動は不適)

・設備設計の相違
【柏崎6/7, 東海第二】

別表-1 米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較 (3/3)

【】：設計基準事故対応設備、※：有効性評価において有効性を評価した対策

分類	事故シナリオ	想定する機能	米国	ドイツ	フィンランド	対策の概要	
3	全交直機が電源喪失	炉心冷却	1. 炉心冷却ポンプ (炉心冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			2. 炉心冷却ポンプ (炉心冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			3. 炉心冷却ポンプ (炉心冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			4. 炉心冷却ポンプ (炉心冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			5. 炉心冷却ポンプ (炉心冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			6. 炉心冷却ポンプ (炉心冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			7. 炉心冷却ポンプ (炉心冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			8. 炉心冷却ポンプ (炉心冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			9. 炉心冷却ポンプ (炉心冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			10. 炉心冷却ポンプ (炉心冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
3	全交直機が電源喪失	格納容器冷却	1. 格納容器冷却ポンプ (格納容器冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			2. 格納容器冷却ポンプ (格納容器冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			3. 格納容器冷却ポンプ (格納容器冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			4. 格納容器冷却ポンプ (格納容器冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			5. 格納容器冷却ポンプ (格納容器冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			6. 格納容器冷却ポンプ (格納容器冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			7. 格納容器冷却ポンプ (格納容器冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			8. 格納容器冷却ポンプ (格納容器冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			9. 格納容器冷却ポンプ (格納容器冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			10. 格納容器冷却ポンプ (格納容器冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
3	全交直機が電源喪失	圧入冷却	1. 圧入冷却ポンプ (圧入冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			2. 圧入冷却ポンプ (圧入冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			3. 圧入冷却ポンプ (圧入冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			4. 圧入冷却ポンプ (圧入冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			5. 圧入冷却ポンプ (圧入冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			6. 圧入冷却ポンプ (圧入冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			7. 圧入冷却ポンプ (圧入冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			8. 圧入冷却ポンプ (圧入冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			9. 圧入冷却ポンプ (圧入冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	
			10. 圧入冷却ポンプ (圧入冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	

別表 1 米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較 (3 / 5)

分類	事故シナリオ	想定する機能	重大事故等対策にかかわる設備又は操作				対策の概要	
			米国	ドイツ	スウェーデン	フィンランド		
3	全交直機が電源喪失	炉心冷却	1. 炉心冷却ポンプ (炉心冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			2. 炉心冷却ポンプ (炉心冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			3. 炉心冷却ポンプ (炉心冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			4. 炉心冷却ポンプ (炉心冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			5. 炉心冷却ポンプ (炉心冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			6. 炉心冷却ポンプ (炉心冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			7. 炉心冷却ポンプ (炉心冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			8. 炉心冷却ポンプ (炉心冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			9. 炉心冷却ポンプ (炉心冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			10. 炉心冷却ポンプ (炉心冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
3	全交直機が電源喪失	格納容器冷却	1. 格納容器冷却ポンプ (格納容器冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			2. 格納容器冷却ポンプ (格納容器冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			3. 格納容器冷却ポンプ (格納容器冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			4. 格納容器冷却ポンプ (格納容器冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			5. 格納容器冷却ポンプ (格納容器冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			6. 格納容器冷却ポンプ (格納容器冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			7. 格納容器冷却ポンプ (格納容器冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			8. 格納容器冷却ポンプ (格納容器冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			9. 格納容器冷却ポンプ (格納容器冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			10. 格納容器冷却ポンプ (格納容器冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
3	全交直機が電源喪失	圧入冷却	1. 圧入冷却ポンプ (圧入冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			2. 圧入冷却ポンプ (圧入冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			3. 圧入冷却ポンプ (圧入冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			4. 圧入冷却ポンプ (圧入冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			5. 圧入冷却ポンプ (圧入冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			6. 圧入冷却ポンプ (圧入冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			7. 圧入冷却ポンプ (圧入冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			8. 圧入冷却ポンプ (圧入冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			9. 圧入冷却ポンプ (圧入冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等
			10. 圧入冷却ポンプ (圧入冷却ポンプ)	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1. 2台設置	1と同等

※：有効性評価において有効性を評価した対策

【】：設計基準事故対応設備

・設備設計の相違
【柏崎 6/7, 東海第二】

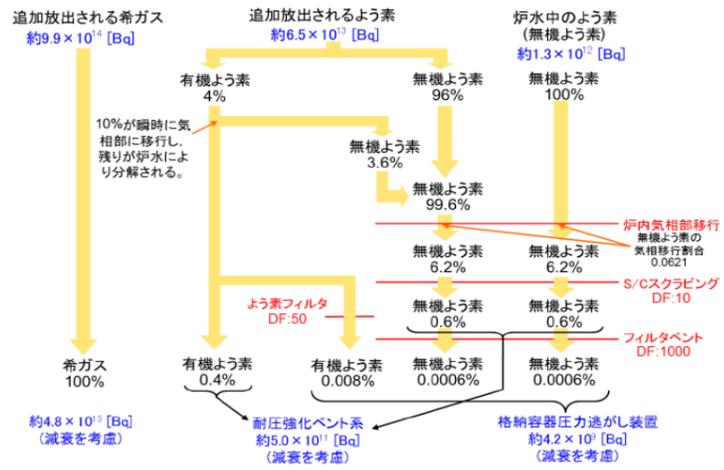
柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017. 12. 20 版)	東海第二発電所 (2018. 9. 12 版)	島根原子力発電所 2号炉	備考 ・設備設計の相違 【柏崎 6/7, 東海第二】
-------------------------------------	-------------------------	--------------	----------------------------------

別表 1 米国・欧州での重大事故等対策に関する設備例の比較 (4 / 5)

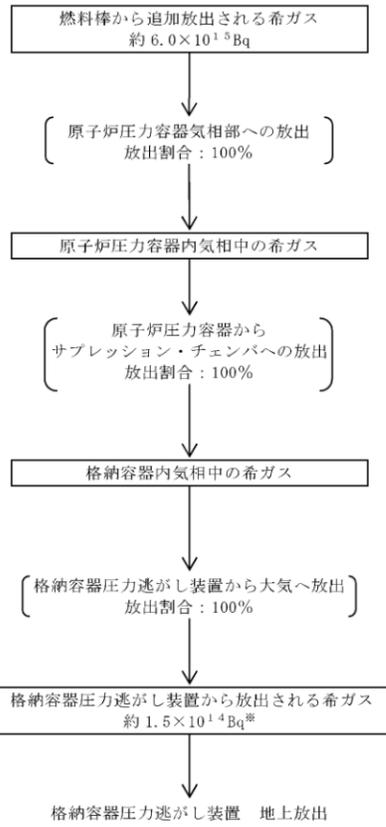
分類	事故シナリオグループ (対象事故等) (取組実施状況)	想定する 機組	重大事故等対策に関する設備又は機中					対策の概要	
			島根2号炉	米国	ドイツ	スクウェーデン	フィンランド		
4-1	炉内冷却 機能喪失 (取水側配管破断)	炉内冷却	【・原子炉降圧時冷却系1号 D1】等 ・原子炉降圧時冷却系(軽水) ・原子炉降圧時冷却系(可搬型) ・原子炉降圧時冷却系	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等
			・格納容器フィルタベント系 ・原子炉降圧時冷却系(軽水) ・格納容器代替スプレイズ(可搬型)	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等
4-2	格納容器降圧 機能喪失 (取水側配管破断)	格納容器 降圧	格納容器降圧	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等	1と同等
			格納容器 監視	3と同等	3と同等	3と同等	3と同等	3と同等	3と同等
		まとめ	上記の設備は、国外の施設で整備されている対策が、島根2号炉においても整備されていることを確認した。						

※：有効性評価において有効性を評価した対策
【】：設計標準事故対応設備

核分裂生成物の環境中への放出について



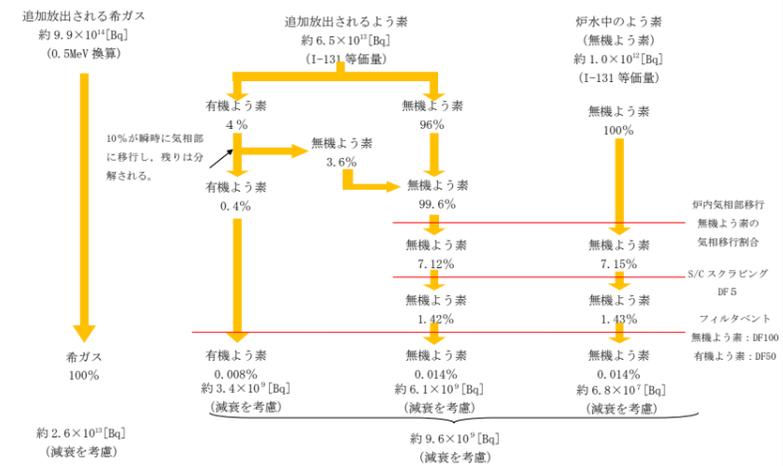
【ここまで】



※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮

第 1 図 格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の放射性希ガスの大気放出過程 (γ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

核分裂生成物の環境中への放出について



・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;">※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮</p> <p style="text-align: center;">第 2 図 格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の放射性よう素の大気放出過程</p>		<p>・解析結果の相違 【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 style="text-align: center;">※：ベント開始（事象発生 28 時間後）までの放射性物質の自然減衰を考慮</p> <p style="text-align: center;"><u>第 3 図 耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の 放射性希ガスの大気放出過程 (γ線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)</u></p>		<p>・運用の相違 【東海第二】 島根 2 号炉では、耐圧強化ベントを自主対策設備と位置付けている。</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>燃料棒から追加放出されるよう素 約 2.2×10^{13} Bq (I-131 等価量 約 3.9×10^{11} Bq)</p> <p>冷却材中に存在するよう素 約 6.0×10^{13} Bq (I-131 等価量 約 4.7×10^{12} Bq)</p> <p>(有機よう素割合: 4%) (無機よう素割合: 96%)</p> <p>(原子炉压力容器気相部への放出 放出割合: 10%) (冷却材中への分解: 90%)</p> <p>原子炉压力容器内気相中の有機よう素 原子炉压力容器内液相中の無機よう素</p> <p>(原子炉压力容器から サブプレッション・チェンバへの放出 放出割合: 100%) (原子炉压力容器から サブプレッション・チェンバへの放出 キャリーオーバー割合: 2%)</p> <p>格納容器内気相中のよう素</p> <p>(耐圧強化ベントから大気へ放出 放出割合: 100% 無機よう素の除染係数: 1 有機よう素の除染係数: 1)</p> <p>耐圧強化ベント系から放出されるよう素 約 3.7×10^{13} Bq[※] (I-131 等価量 約 2.2×10^{11} Bq)</p> <p>耐圧強化ベント 排気筒放出</p> <p>※: ベント開始 (事象発生 28 時間後) までの放射性物質の自然減衰を考慮</p> <p>第 4 図 耐圧強化ベント系による格納容器ベント時の 放射性よう素の大気放出過程</p>		<p>・運用の相違 【東海第二】 島根 2 号炉では, 耐圧強化ベントを自主対策設備と位置付けている。</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 style="text-align: right;">添付資料2.6.2</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>LOCA 時注水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 2.6.5</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（LOCA時注水機能喪失）</p> <p>LOCA 時注水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 2.6.3</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（LOCA時注水機能喪失）</p> <p>LOCA時注水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 【柏崎 6/7，東海第二】 耐圧強化ベントを使用しない。（以降，同様な相違については記載省略）</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>逃がし安全弁を開維持することで，<u>低压代替注水系（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，原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>原子炉格納容器安定状態の確立について</p> <p>炉心冷却を継続し，事象発生から<u>約17 時間後</u>に格納容器圧力逃がし装置等による原子炉格納容器除熱を開始することで，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，ドライウエル温度は，<u>低压注水継続の</u></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>逃がし安全弁により原子炉減圧状態を維持し，<u>常設低压代替注水系ポンプを用いた低压代替注水系（常設）</u>による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>格納容器安定状態の確立について</p> <p>炉心冷却を継続し，事象発生<u>の約 28 時間後</u>に格納容器圧力逃がし装置等を用いた格納容器除熱を実施することで，格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向となる。<u>格納容器雰囲気温度</u>は150℃を下回るとともに，<u>ドライウエル雰囲気温度</u>は，<u>低压</u></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>逃がし安全弁を開維持することで，<u>低压原子炉代替注水系（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，原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p>原子炉格納容器安定状態の確立について</p> <p>炉心冷却を継続し，事象発生から<u>約 27 時間後</u>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，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>ドライウエル温度</u>は，<u>低压注水継</u></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>ための逃がし安全弁の機能維持が確認されている126℃を上回ることはなく、原子炉格納容器安定状態が確立される。なお、除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが、<u>本事象より使用までの時間が短く放射性物質の減衰効果が少ない</u>「2.3.1 全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG 喪失）」の実効線量約4.9×10^{-2}mSv 以下となり、燃料被覆管破裂は発生しないため、<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く、敷地境界での実効線量評価は5mSv を十分に下回る。</u></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、また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】 上記の炉心損傷防止対策を継続することにより安定状態を維持できる。 また、<u>代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い、さらに原子炉格納容器を隔離することによって、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。</u>(添付資料2.1.1 別紙1)</p>	<p>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℃を上回ることはなく、<u>格納容器安定状態が確立される。</u>なお、除熱機能として格納容器圧力逃がし装置等を使用するが、敷地境界における実効線量の評価結果は約6.2×10^{-1}mSv となり、また、燃料被覆管の破裂も発生しないことから、<u>周辺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>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】 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。 また、<u>代替循環冷却系又は残留熱除去系の復旧により除熱を行い、格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。</u> (添付資料 2. 1. 2 別紙 1)</p>	<p>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℃を上回ることはなく、<u>原子炉格納容器安定状態が確立される。</u>なお、除熱機能として格納容器フィルタベント系を使用するが、敷地境界における実効線量の評価結果は約1.7×10^{-2}mSv となり、また、燃料被覆管の破裂も発生しないことから、<u>周辺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>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】 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。 また、<u>残留熱代替除去系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧して除熱を行い、さらに原子炉格納容器を隔離することによって、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。</u> (添付資料 2. 1. 1 別紙 1 参照)</p>	<p>・解析結果の相違 【東海第二】 ・記載箇所相違 【柏崎 6/7】 島根 2 号炉は、敷地境界での実効線量評価は、格納容器フィルタベント系の使用までの時間が最も短い本事象により実施しているが、柏崎 6/7 は「2.3.1」が最も短くなることから、「2.3.1」の評価を代表としている。</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および評価項目となるパラメータに与える影響 (LOC A時注水機能喪失) (1/2)

柏崎刈羽原子力発電所 6 / 7号炉 (2017.12.20版)

重要現象	解析コード	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
炉内温度	燃料棒表面熱伝達係数、燃料棒表面熱伝達係数のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数	燃料棒表面熱伝達係数のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつきによる炉内温度のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつきによる炉内温度のばらつき
燃料棒表面熱伝達係数	燃料棒表面熱伝達係数のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数	燃料棒表面熱伝達係数のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつきによる炉内温度のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつきによる炉内温度のばらつき
燃料棒表面熱伝達係数	燃料棒表面熱伝達係数のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数	燃料棒表面熱伝達係数のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつきによる炉内温度のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつきによる炉内温度のばらつき
燃料棒表面熱伝達係数	燃料棒表面熱伝達係数のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数	燃料棒表面熱伝達係数のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつきによる炉内温度のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつきによる炉内温度のばらつき

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および評価項目となるパラメータに与える影響 (LOC A時注水機能喪失) (SAFE R) (1/2)

東海第二発電所 (2018.9.12版)

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
炉内温度	燃料棒表面熱伝達係数、燃料棒表面熱伝達係数のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつきによる炉内温度のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつきによる炉内温度のばらつき
燃料棒表面熱伝達係数	燃料棒表面熱伝達係数のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつきによる炉内温度のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつきによる炉内温度のばらつき
燃料棒表面熱伝達係数	燃料棒表面熱伝達係数のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつきによる炉内温度のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつきによる炉内温度のばらつき
燃料棒表面熱伝達係数	燃料棒表面熱伝達係数のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつきによる炉内温度のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつきによる炉内温度のばらつき

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および評価項目となるパラメータに与える影響 (LOC A時注水機能喪失) (1/2)

島根原子力発電所 2号炉

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
炉内温度	燃料棒表面熱伝達係数、燃料棒表面熱伝達係数のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつきによる炉内温度のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつきによる炉内温度のばらつき
燃料棒表面熱伝達係数	燃料棒表面熱伝達係数のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつきによる炉内温度のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつきによる炉内温度のばらつき
燃料棒表面熱伝達係数	燃料棒表面熱伝達係数のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつきによる炉内温度のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつきによる炉内温度のばらつき
燃料棒表面熱伝達係数	燃料棒表面熱伝達係数のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつきによる炉内温度のばらつき	燃料棒表面熱伝達係数のばらつきによる炉内温度のばらつき

備考

- 相違理由は本文参照。

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			
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間 1.05秒)	原子炉水位低 (レベル3) 信号 (遅れ時間 1.05秒)	安全保護系等の遅れ時間を考慮して設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
	逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa [Leage] ~ 8.31MPa [Leage] 385.2t/h (1 割当たり) ~ 410.6t/h (1 割当たり) (設計値)	(原子炉圧力制御時) 安全弁機能 7.79MPa [Leage] ~ 8.31MPa [Leage] 385.2t/h (1 割当たり) ~ 410.6t/h (1 割当たり) (設計値)	逃がし安全弁の設計値に基づき原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件と最確条件と同等であることから、事象進展に与える影響はない。
逃がし安全弁	(原子炉圧力制御時) 自動減圧機能 7.58~7.79MPa [Leage] 自動減圧機能 7 割当を開放することによる原子炉減圧	(原子炉圧力制御時) 自動減圧機能 7.58~7.79MPa [Leage] 自動減圧機能 7 割当を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の設計値に基づき原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。

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 (LOCA時注水機能喪失) (4/4)

項目	解析条件 (初期条件, 事故条件) 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			
原子炉スクラム信号	原子炉水位低 (レベル3) (遅れ時間: 1.05秒)	原子炉水位低 (レベル3) 等	保有水量の低下を保守的に評価するスクラム条件を設定	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、運転員等が速やかに原子炉注水開始までの運転員等操作時間に対する余裕が大きくなる。	実態が解析上の想定より早くスクラムした場合、燃料温度上昇速度は低めの結果を与えることとなるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。
逃がし安全弁	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa [Leage] 自動減圧機能 7 割当を開放することによる原子炉減圧	逃がし弁機能 7.58~7.79MPa [Leage] 自動減圧機能 6 割当を開放することによる原子炉減圧	逃がし安全弁の速がし弁機能の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。
低圧原子炉代替注水系 (常設)	200m ³ /h (1.00MPa [Leage] において)	200m ³ /h (1.00MPa [Leage] において)	低圧原子炉代替注水系 (常設) の設計値として設定	実際の注水量は運転員により多い場合 (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い。	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い。
格納容器代替システム (可搬型)	120m ³ /hにて原子炉格納容器内へスプレイ	120m ³ /h以上にて原子炉格納容器内へスプレイ	格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるが、操作手順により圧力抑制効果に差はない。	スプレイ流量は運転員による調整が行われ、その増減により圧力抑制効果に影響を受けるものの、格納容器内に滞留される蒸気量は変わりはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
格納容器フィルタメント系	格納容器圧力427kPa [Leage] における最大排出流量9.8kg/sに對して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器圧力427kPa [Leage] における最大排出流量9.8kg/sに對して、格納容器隔離弁を全開操作にて原子炉格納容器除熱	格納容器フィルタメント系の設計値として設定	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。	解析条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はない。

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 (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				
低圧代替注水系 (常設) 代替格納容器スプレ イ常設系 (常設) 格納容器圧力過がし 装置等	(原子炉注水水平線時) (2台) ・注水流速: 0m ³ /h~375m ³ /h ・注水圧力: 0.0MPa[GL]~ 2.38MPa[GL] (原子炉注水と格納 容器スプレイ併用時) ・注水流速: 230m ³ /h	(原子炉注水水平線時) (2台) ・注水流速: 0m ³ /h~375m ³ /h ・注水圧力: 0.0MPa[GL]~ 2.38MPa[GL] (原子炉注水と格納 容器スプレイ併用時) ・注水流速: 230m ³ /h 以上	設計値に注水配管の流路圧損を考 慮した値として設定	実際の注水量が解析より多い場合 (注水後の操 作として冠水維持可能な注水量に調整するが、注水後の操 作として冠水維持可能な注水量に調整するが、運転員等操作時間になら ない。	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。	
	スプレイ流量: 130m ³ /h (一定) 排気流量: 13.4kg/s (格納容器圧力 0.31MPa[gage] において)	スプレイ流量: 102m ³ /h~130m ³ /h 排気流量: 13.4kg/s 以上 (格納容器圧力 0.31MPa[gage] において)	設計に基づき、併用時の注水圧力 系統圧損を考慮しても確保可能な 流量を設定	最確条件とした場合、サブプレッシャ・プール水位の上 昇が緩和されることから、サブプレッシャ・プールの水位の上 昇が緩和される。	実際の注水量が解析より多い場合、格納容器圧力及び空 気温度の上昇が抑制されるが、格納容器圧力及び空 気温度の上昇が抑制される。	最確条件とした場合でも、スプレイ流量は、格納容器圧力 の上昇を抑制可能な範囲で調整し、また、代替格納容器ス プレイ冷却系 (常設) の停止後に格納容器最高運転圧力に 到達した時点で格納容器ベントを実施する運転員等操作 に変わりはない。格納容器圧力の最高値は解析より格納容 器ベント時の圧力で決定されるため、評価項目となるパラ メータに与える影響はない。
	排気流量: 13.4kg/s 以上 (格納容器圧力 0.31MPa[gage] において)	排気流量: 13.4kg/s 以上 (格納容器圧力 0.31MPa[gage] において)	格納容器圧力過がし装置等の設計 値を考慮して、格納容器圧力及び空 気温度を低下させるのに必要な 排気流量として設定	実際の注水量が解析より多い場合、格納容器圧力及び空 気温度の上昇が抑制されるが、格納容器圧力及び空 気温度の上昇が抑制される。	実際の注水量が解析より多い場合、格納容器圧力及び空 気温度の上昇が抑制されるが、格納容器圧力及び空 気温度の上昇が抑制される。	実際の注水量が解析より多い場合、格納容器圧力及び空 気温度の上昇が抑制されるが、格納容器圧力及び空 気温度の上昇が抑制される。

重大事故対策に照準する機器条件

表3 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 (LOCA時注水機能喪失) (3/3)

項目	解析条件 (運転条件) の値から算出されるパラメータ	操作の与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	運転員等
格納容器圧力上昇による影響	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	運転員等
格納容器圧力上昇による影響	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	運転員等
格納容器圧力上昇による影響	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	運転員等

第3表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (3/4)

項目	解析条件 (運転条件) の値から算出されるパラメータ	操作の与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	運転員等
格納容器圧力上昇による影響	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	運転員等
格納容器圧力上昇による影響	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	運転員等
格納容器圧力上昇による影響	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	運転員等

表3 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 (LOCA時注水機能喪失) (3/3)

項目	解析条件 (運転条件) の値から算出されるパラメータ	操作の与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	運転員等
格納容器圧力上昇による影響	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	運転員等
格納容器圧力上昇による影響	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	運転員等
格納容器圧力上昇による影響	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	格納容器圧力上昇が0.31MPa [e]に到達するまでの時間	運転員等

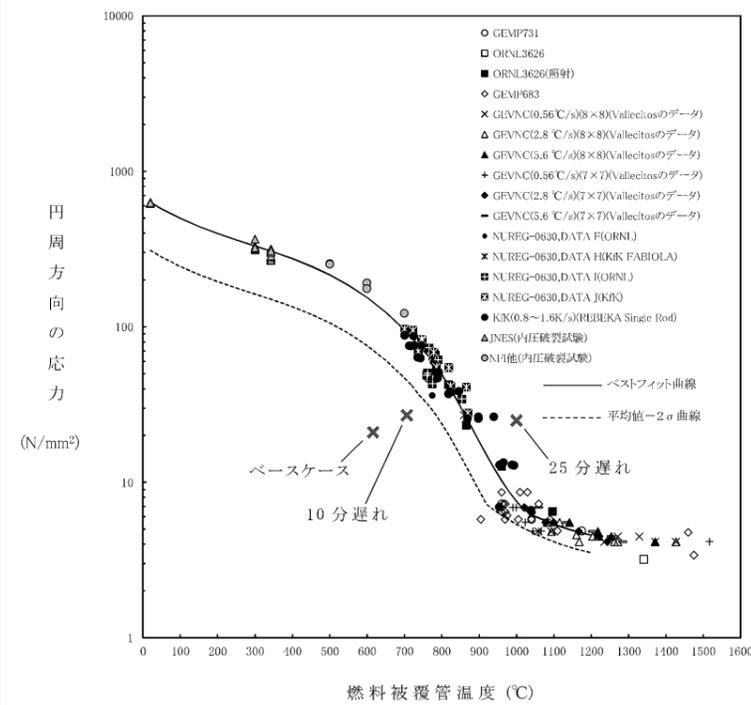
第 3 表 操作条件が要員の配置による他の操作、評価項目となるパラメータ及び操作時間余裕に与える影響 (4 / 4)

項目	解析上の操作開始条件	条件設定の考え方	操作不確かさ要因	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	操作時間余裕	訓練実績等
代送淡水貯槽への補給操作	代送淡水貯槽を水源とした注水の開始時点	代送淡水貯槽への補給は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、代送淡水貯槽が枯渇しないように設定	操作不確かさ要因 代送淡水貯槽の私湯までには24時間以上の時間余裕があり、補給開始までの準備時間180分を考慮しても、十分な時間余裕がある。	—	—	—	代送淡水貯槽への補給は所要時間180分のところ、訓練実績等により約164分で実施可能なことを確認した。
代送淡水貯槽への補給に用いている可搬型代送注水中型ボンプへの燃料給油操作	代送淡水貯槽への補給開始から適宜	可搬型代送注水中型ボンプへの燃料給油は、解析条件ではないが、解析で想定している操作の成立や継続に必要な作業であり、燃料が枯渇しないように設定	可搬型代送注水中型ボンプの燃料枯渇までには約210分の時間余裕があり、給油開始までの準備時間110分（タンクローリーへの給油90分及び可搬型代送注水中型ボンプへの給油20分）を考慮しても、十分な時間余裕がある。	—	—	—	可搬型代送注水中型ボンプへの燃料給油は所要時間110分のところ、訓練実績等により約98分で実施可能なことを確認した。

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 2.6.7</p> <p style="text-align: center;"><u>原子炉注水開始が遅れた場合の影響について</u> <u>(LOCA時注水機能喪失)</u></p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作が遅れることで、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の開始時間が有効性評価における設定よりも遅れた場合の評価項目となるパラメータに与える影響を確認した。</p> <p>なお、解析は、ベースケースと同様に輻射熱伝達を保守的に取り扱うSAFERコードを使用している。</p> <p>1. <u>燃料被覆管破裂を回避可能な範囲での原子炉減圧の時間余裕</u></p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも <u>10分及び25分</u>遅れた場合の感度解析結果を第1表に示す。</p> <p>また、燃料棒破裂発生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1図に、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作が <u>10分</u>遅れた場合の原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）、燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を第2図から第5図に示す。</p> <p>第1図に示すとおり、<u>10分</u>の遅れ時間を想定した場合でも、燃料被覆管の破裂は発生しないことから、運転員による原子炉減圧操作には少なくとも <u>10分</u>程度の時間余裕は確保されている。</p> <p>2. <u>燃料被覆管に破裂が発生した場合の非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価</u></p> <p><u>炉心損傷防止対策の有効性評価においては、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくリスクを与えないことを考慮し、燃料被覆管の破裂が発生しないことを目安としている。</u></p> <p><u>一方で、実際の炉心は線出力密度の異なる燃料棒から構成されており、線出力密度の高い一部の燃料棒のみに破裂が発生し、</u></p>	<p style="text-align: right;">添付資料 2.6.5</p> <p style="text-align: center;"><u>減圧・注水操作の時間余裕について</u></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、低圧注水機能が喪失することから、<u>自動減圧機能付き</u>逃がし安全弁を用いた急速減圧及び低圧原子炉代替注水系（常設）による原子炉注水を実施することとしている。</p> <p>ここでは、<u>自動減圧機能付き</u>逃がし安全弁を用いた原子炉急速減圧操作が遅れ、事象発生35分後（遅れ時間5分）に開始した場合の影響について評価した。なお、解析は、ベースケースと同様に輻射熱伝達を保守的に取り扱うSAFERコードを使用している。</p> <p>自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも <u>5分</u>遅れた場合の感度解析結果を表1に示す。</p> <p>また、燃料棒破裂発生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図1に、自動減圧機能付き逃がし安全弁の手動による原子炉減圧操作が <u>5分</u>遅れた場合の原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）、燃料被覆管温度及び燃料被覆管酸化割合の推移を図2から図5に示す。</p> <p>図1に示すとおり、<u>5分</u>の遅れ時間を想定した場合でも、燃料被覆管破裂は発生しないことから、運転員による原子炉減圧操作には少なくとも <u>5分</u>程度の時間余裕は確保されている。</p>	<p>・解析結果の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>ベースケースの破断面積の設定が異なることによる、減圧操作の余裕時間の相違、</p> <p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、減圧・注水操作が遅れて、燃料被覆管が破裂した場合の評価を添付資料2.1.4「減圧・注水操作</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>その他の燃料棒には破裂が発生しない場合もある。一部の燃料棒に破裂が発生しても、炉心全体に対する破裂割合が低い場合には、非居住区域境界及び敷地境界での実効線量が評価項目である5mSv以下となることが考えられる。よって、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉減圧操作が有効性評価における設定よりも25分遅れ、線出力密度の高い一部の燃料棒に破裂が発生するとした場合の非居住区域境界及び敷地境界における実効線量を評価した。具体的には、燃料棒線出力密度の違いによる燃料被覆管の破裂発生の有無を解析により確認し、許認可で想定する代表的な9×9燃料（A型）平衡炉心において、破裂が発生する燃料棒線出力密度を超える燃料棒本数から炉心全体に対する燃料棒の破裂発生割合を設定し、この破裂発生割合を考慮した非居住区域境界及び敷地境界での実効線量を評価した。評価結果を第2表及び第3表に示す。</u></p> <p><u>評価の結果、25分の減圧操作遅れを仮定した場合には、燃料棒線出力密度が約36.1kW/mを超える燃料棒に破裂が発生し、その割合は全燃料棒の約0.2%となる。これを踏まえて、実効線量の評価においては、保守的に全燃料棒の1%に破裂が発生するものとする、非居住区域境界及び敷地境界での実効線量の最大値は約4.4mSvとなり、評価項目である5mSvを下回る。なお、この場合には、格納容器内空間線量率がドライウエルで最大約4.8×10³Gy/h、サプレッション・チェンバで最大約4.3×10⁴Gy/hとなり、炉心損傷後の運転操作へ移行する判断基準を上回る。</u></p>		<p>が遅れる場合の影響について（高圧・低圧注水機能喪失）」に記載している。</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 data-bbox="973 254 1679 285"><u>第1表 減圧遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響</u></p> <table border="1" data-bbox="952 348 1700 457"> <thead> <tr> <th>ベースケースの減圧時間からの遅れ時間</th> <th>燃料被覆管最高温度</th> <th>燃料被覆管の酸化量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>10分</td> <td>約706℃</td> <td>1%以下</td> </tr> <tr> <td>25分</td> <td>約1,000℃</td> <td>約5%</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="1026 615 1629 688"><u>第2表 燃料被覆管の破裂本数と全炉心の破裂割合 (遅れ時間 25分)</u></p> <div data-bbox="952 701 1694 1224" style="border: 1px solid black; height: 249px; width: 100%;"></div> <p data-bbox="973 1287 1679 1360"><u>第3表 非居住区域境界及び敷地境界での実効線量評価結果 (遅れ時間 25分)</u></p> <table border="1" data-bbox="952 1394 1670 1524"> <thead> <tr> <th>使用するベント設備</th> <th>実効線量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">格納容器圧力逃がし装置によるドライウェルベント</td> <td>非居住区域境界：約1.1mSv</td> </tr> <tr> <td>敷地境界：約2.8mSv</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">耐圧強化ベント系によるドライウェルベント</td> <td>非居住区域境界：約4.4mSv</td> </tr> <tr> <td>敷地境界：約4.4mSv</td> </tr> </tbody> </table>	ベースケースの減圧時間からの遅れ時間	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管の酸化量	10分	約706℃	1%以下	25分	約1,000℃	約5%	使用するベント設備	実効線量	格納容器圧力逃がし装置によるドライウェルベント	非居住区域境界：約1.1mSv	敷地境界：約2.8mSv	耐圧強化ベント系によるドライウェルベント	非居住区域境界：約4.4mSv	敷地境界：約4.4mSv	<p data-bbox="1739 254 2496 327"><u>表1 減圧・注水操作遅れによる燃料被覆管温度及び酸化量への影響</u></p> <table border="1" data-bbox="1748 348 2487 422"> <thead> <tr> <th>ベースケースの減圧操作からの遅れ時間</th> <th>燃料被覆管最高温度</th> <th>燃料被覆管の酸化割合</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>5分</td> <td>約842℃</td> <td>1%以下</td> </tr> </tbody> </table>	ベースケースの減圧操作からの遅れ時間	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管の酸化割合	5分	約842℃	1%以下	<p data-bbox="2534 254 2742 327">・解析結果の相違【東海第二】</p> <p data-bbox="2534 615 2742 688">・記載方針の相違【東海第二】</p> <p data-bbox="2534 705 2807 1094">島根2号炉は、減圧・注水操作が遅れて、燃料被覆管が破裂した場合の評価を添付資料2.1.4「減圧・注水操作が遅れる場合の影響について(高圧・低圧注水機能喪失)」に記載している。</p>
ベースケースの減圧時間からの遅れ時間	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管の酸化量																								
10分	約706℃	1%以下																								
25分	約1,000℃	約5%																								
使用するベント設備	実効線量																									
格納容器圧力逃がし装置によるドライウェルベント	非居住区域境界：約1.1mSv																									
	敷地境界：約2.8mSv																									
耐圧強化ベント系によるドライウェルベント	非居住区域境界：約4.4mSv																									
	敷地境界：約4.4mSv																									
ベースケースの減圧操作からの遅れ時間	燃料被覆管最高温度	燃料被覆管の酸化割合																								
5分	約842℃	1%以下																								



第1図 燃料棒破裂発生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

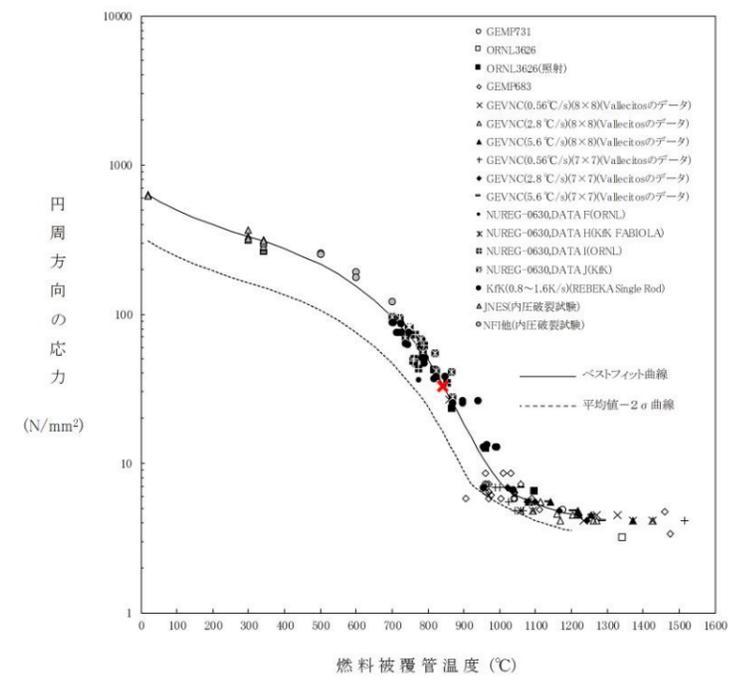
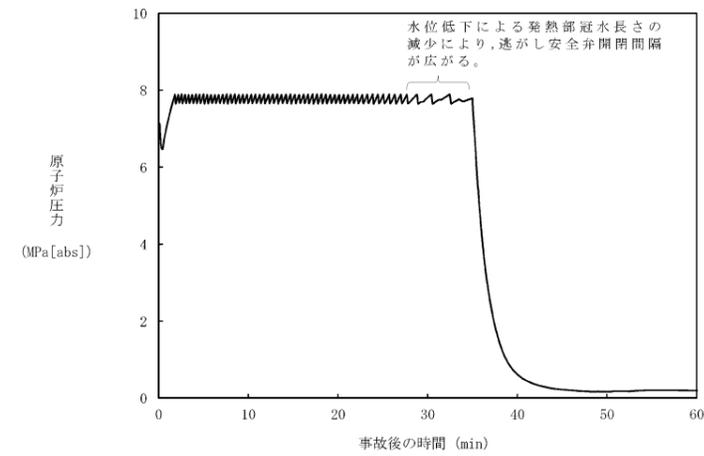


図1 燃料棒破裂発生時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の
円周方向の応力の関係

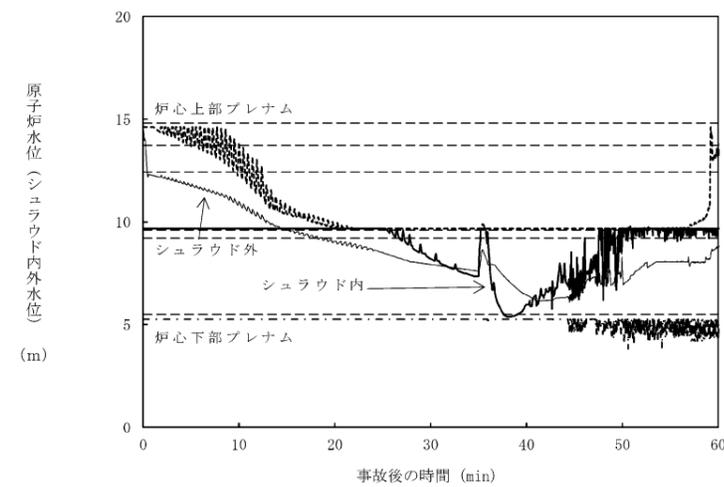
・解析結果の相違
【東海第二】

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>※ <u>燃料被覆管の円周方向の応力算出方法について</u></p> <p>燃料被覆管の破裂については、S A F E Rの解析結果である燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係から判定する。</p> <p>燃料被覆管の円周方向応力σについては、次式により求められる。</p> $\sigma = \frac{D}{2t}(P_{in} - P_{out})$ <p>ここで、</p> <p>D : 燃料被覆管内径 t : 燃料被覆管厚さ P_{in} : 燃料被覆管内側にかかる圧力 P_{out} : 燃料被覆管外側にかかる圧力 (=原子炉圧力)</p> <p>である。</p> <p>燃料被覆管内側にかかる圧力P_{in}は、燃料プレナム部とギャップ部の温度及び体積より、次式で計算される。</p> $P_{in} = \left(\frac{\frac{V_p T_F}{V_F T_p}}{1 + \frac{V_p T_F}{V_F T_p}} \right) \frac{NRT_p}{V_p}$ <p>ここで、</p> <p>V : 体積 添字_p : 燃料プレナム部 T : 温度 F : ギャップ部 N : ガスモル数 R : ガス定数</p> <p>である。</p> <p>燃料棒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図に示される実験は、L O C A条件下での燃料棒の膨れ破裂挙動を把握することが目的であり、燃料被覆管内にガスを封入して圧力をかけた状態で加熱することによりL O C A条件を模擬している。このため、これらの実験ではペレット-被覆管の接触圧を考慮していない。</p> <p>また、燃料被覆管内側にかかる圧力のうち、ペレット-被覆管の接触圧は、設計用出力履歴において最大線出力密度を維持</p>		<p>・記載方針の相違</p> <p>【東海第二】</p> <p>島根2号炉は、燃料被覆管の円周方向の応力算出方法を添付資料2.1.4「減圧・注水操作が遅れる場合の影響について(高圧・低圧注水機能喪失)」に記載している。</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>する最大燃焼度，すなわち燃料被覆管温度評価を最も厳しくする燃焼度の時に運転中の最大値を取るものの，スクラムによる出力低下に伴って接触圧は緩和される。このため，燃料被覆管内側にかかる圧力にペレット-被覆管の接触圧を考慮しない。</p>		



第2図 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 10分)



第3図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (遅れ時間 10分)

※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。

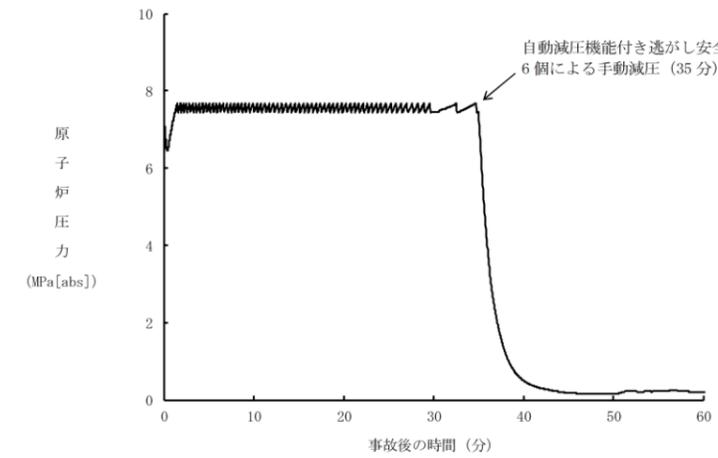


図2 原子炉圧力の推移 (遅れ時間 5分)

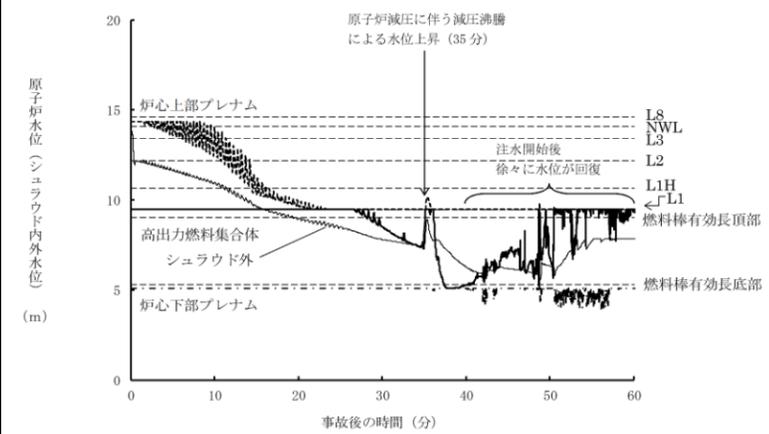
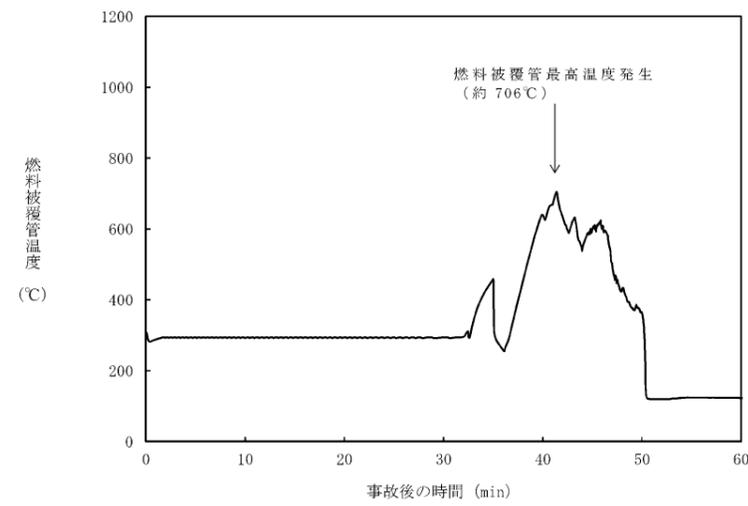
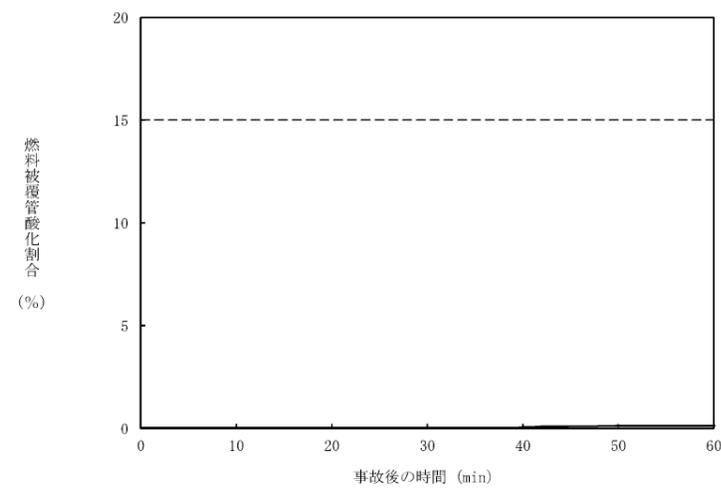


図3 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移 (遅れ時間 5分)

・解析結果の相違
【東海第二】



第4図 燃料被覆管温度の推移 (遅れ時間 10分)



第5図 燃料被覆管酸化割合の推移 (遅れ時間 10分)

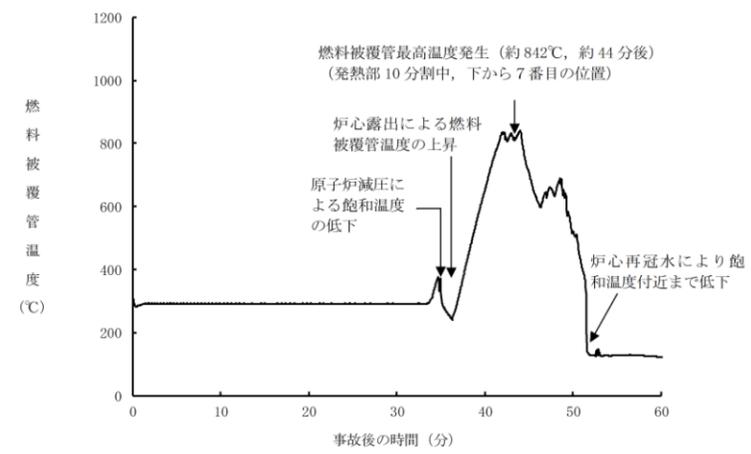


図4 燃料被覆管温度の推移 (遅れ時間 5分)

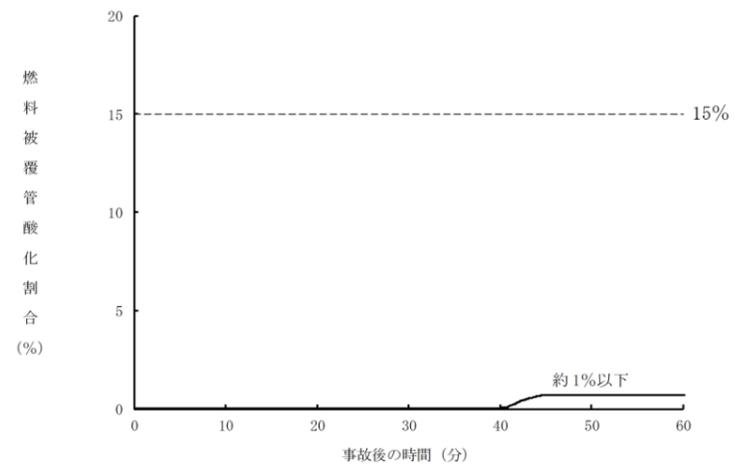


図5 燃料被覆管酸化割合の推移 (遅れ時間 5分)

・解析結果の相違
【東海第二】