

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>○ECCS再循環機能喪失（第1-6表参照）</p> <p>この事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスは、高圧再循環又は低圧再循環に失敗することで、炉心からの除熱に失敗するシーケンスである。これに対応する炉心損傷防止対策は、2次冷却系強制冷却による代替再循環等としているが、再循環切替信号の共通要因故障により自動での再循環切替に失敗する場合や、再循環サンプスクリーンが閉塞することにより再循環機能喪失となる場合がある。これらが発生した場合、有効性評価で考慮した対策では対応できない。しかしながら、自動による再循環切替に失敗した場合は、手動による再循環切替が実施可能であり、また、再循環サンプスクリーンが閉塞した場合においても燃料取替用水ピットに水を補給しつつ注入継続を実施することにより炉心損傷が防止できる可能性があると考えられる。</p>	<p>う系統である原子炉格納容器フィルタベント系を設け、除熱機能を多様化している。この原子炉格納容器フィルタベント系の持つ独立性及び多様性を考慮すると、有効性評価で考慮した対策が有効に機能しない状況は考えにくい。このため、全炉心損傷頻度の約99.9%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対しては炉心損傷頻度の殆どの割合に対して、有効性評価で考慮した対策は有効に機能するものと考ええる。</p> <p>(2)で述べた有効性評価で考慮した対策では対応できない場合について、「LOCA時注水機能喪失」のカットセットを確認すると、人的過誤(手動減圧操作失敗)と計測制御系の故障(計器や自動信号故障)の重畳が抽出されている。全炉心損傷頻度から見た場合、これらのカットセットの頻度は非常に小さな値であるが、これらについては、訓練等により人的過誤の発生可能性の低減に努めるとともに、計測制御系の故障時にも、正常に動作・計測されている他の計器・パラメータによってプラントの異常を検知できるように訓練等による対応能力の向上に努めていく。</p> <p>上記のとおり、人的過誤と計測制御系の故障が重畳する非常に頻度の小さな場合において、有効性評価で考慮した対策では対応できない場合が考えられるものの、有効性評価で考慮した対策と設計基準設備の共用部分(注入弁等)の故障を伴う様なカットセットは、支配的なカットセットとしては抽出されていない。有効性評価で考慮した対策は、基本的に設計基準設備に対して多様化された、独立な系統機能の追加であることから、これらの共用部分の故障を伴うカットセットが支配的なカットセットとして抽出されていない以上、有効性評価で考慮した対策は、殆どのシーケンスに対して有効であると考えられる。また、全炉心損傷頻度の約99.9%を占める「崩壊熱除去機能喪失」についても、今回考慮した除熱機能である残留熱除去系に対して、独立かつ多様化された系統である原子炉格納容器フィルタベント系が設けられていることから、有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。</p>	<p>ると、有効性評価で考慮した対策が有効に機能しない状況は考えにくい。このため、全炉心損傷頻度の約88.6%を占める「原子炉補機冷却機能喪失」に対しては炉心損傷頻度の殆どの割合に対して、有効性評価で考慮した対策は有効に機能するものと考ええる。</p> <p>(2)で述べた有効性評価で考慮した対策では対応できない場合について、「ECCS再循環機能喪失」のカットセットを確認すると、人的過誤(再循環自動切替許可操作失敗)や再循環サンプスクリーンの閉塞が抽出されている。全炉心損傷頻度から見た場合、これらのカットセットの頻度は非常に小さな値であるが、これらについては、訓練等により人的過誤の発生可能性の低減に努めていくとともに、再循環サンプスクリーンが閉塞した場合においても、燃料取替用水ピットに水を補給しつつ注入継続を実施することにより炉心損傷が防止できる可能性があると考えられる。</p> <p>上記のとおり、有効性評価で考慮した対策では対応できない場合が考えられるものの、これらのカットセットの頻度は非常に小さな値であり、有効性評価で考慮した対策は、殆どのシーケンスに対して有効であると考えられる。また、全炉心損傷頻度の約88.6%を占める「原子炉補機冷却機能喪失」についても、今回考慮した原子炉補機冷却系と異なる系統の補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による2次冷却系強制冷却、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水が設けられていることから、有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。</p>	<p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊との比較のため、大飯の○ECCS再循環機能喪失と○原子炉格納容器除熱機能喪失の記載を入れ替えている 【大飯】 ■記載方針の相違 ・女川実績の反映 【女川】 ■評価結果の相違 ・炉型による相違 【大飯】 ■設計の相違 ・ECCS再循環モード移行時、大飯は再循環切替信号による自動切替、泊は運転員による再循環自動切替許可操作を評価上の前提としている。 (支配的なカットセットとして再循環切替に係る人的過誤が抽出されている点は、再循環切替に運転員操作が必要な玄海と同様) 【大飯】 ■記載方針の相違 ・女川実績の反映 ・泊は「また、～」以降で全炉心損傷頻度に対して支配的な

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>○原子炉格納容器の除熱機能喪失（第1-3表参照）</p> <p>この事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスは、格納容器スプレイ機能（注入／再循環）が喪失することにより原子炉格納容器が先行破損して炉心損傷に至るシーケンスである。これに対応する炉心損傷防止対策は、格納容器内自然対流冷却であるが、「大破断LOCA+低圧再循環失敗+スプレイ再循環失敗」の事故シーケンスのうち、動力変圧器が機能喪失することで再循環に失敗し^{※1}、当該シーケンスが発生した場合、有効性評価で考慮した対策では対応できない^{※2}。しかしながら、この場合でも、自動で開失敗となったCCW通水弁を手動で開けることにより格納容器内自然対流冷却の実施が可能となる。</p> <p>※1：再循環運転時に必要となるRHRクーラ及びCVスプレイクーラへのCCW通水弁は再循環切替時に自動で開となり再循環水の冷却が行われるが、動力変圧器が機能喪失すると当該弁への電源供給が不能となり、自動開に失敗して、各クーラへのCCW供給がなされずに再循環運転失敗となる。</p> <p>※2：動力変圧器が機能喪失した場合、※1と同様、再循環ユニットへのCCW通水弁の自動開に失敗し、再循環ユニットでの冷却が行われず格納容器内自然対流冷却に失敗する。</p>			<p>事故シーケンスグループに対する対策の有効性について記載。（大飯に記載はないが、有効性評価で考慮した対策が有効と確認した結果は同様）</p> <p>【大飯】</p> <p>■評価結果の相違</p> <p>・泊は事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」に分類される主要な事故シーケンスについて、有効性評価で考慮した対策が有効であることを確認している。（玄海と同様）</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																																																																																																																									
<p>第1-1表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（2次冷却系からの除熱機能喪失）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDF (10⁹/年)</th> <th>寄与割合 (%)</th> <th>金CDF (10⁹/年)</th> <th>炉心損傷防止対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">手動停止 + 補助給水失敗</td> <td>①復水ビット閉塞</td> <td>2.8E-9</td> <td>51%</td> <td rowspan="3">5.5E-6</td> <td>フィードアンドブリード</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②SG-A,B,C,D水位計の作動失敗(CCF)による補助給水ポンプ駆動失敗</td> <td>9.7E-9</td> <td>2%</td> <td>ブリード</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>③補助給水系各機器の外部リーク</td> <td>8.5E-8</td> <td>1%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>過渡事象 + 補助給水失敗</td> <td>手動停止と同様</td> <td></td> <td></td> <td>2.3E-0</td> <td>手動停止と同様</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="3">2次冷却系の破断 + 補助給水失敗</td> <td>①2次冷却系破断事象診断回路による破断SGグループの給水停止失敗</td> <td>1.2E-6</td> <td>98%</td> <td rowspan="3">1.2E-6</td> <td>フィードアンドブリード</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②復水ビット閉塞</td> <td>5.3E-9</td> <td>0.4%</td> <td>ブリード</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>③破断SGへの補助給水制御弁574B閉塞失敗+5725閉止操作失敗</td> <td>1.3E-9</td> <td>0.1%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>主給水流量喪失 + 補助給水失敗</td> <td>手動停止と同様</td> <td></td> <td></td> <td>2.7E-7</td> <td>手動停止と同様</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">外部電源喪失 + 補助給水失敗</td> <td>①復水ビット閉塞</td> <td>5.9E-8</td> <td>51%</td> <td rowspan="2">1.2E-7</td> <td>フィードアンドブリード</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②補助給水系各機器の外部リーク</td> <td>1.7E-9</td> <td>2%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">SGTR + 補助給水失敗</td> <td>①復水ビット閉塞</td> <td>8.9E-8</td> <td>51%</td> <td rowspan="3">7.7E-8</td> <td>フィードアンドブリード</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②SG入口電動弁574A,C,Dのうちの2つの閉鎖</td> <td>1.7E-9</td> <td>2%</td> <td>ブリード</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>③補助給水系各機器の外部リーク</td> <td>1.2E-9</td> <td>1%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">小破断 LOCA + 補助給水失敗</td> <td>①復水ビット閉塞</td> <td>2.7E-9</td> <td>48%</td> <td rowspan="3">6.6E-9</td> <td>フィードアンドブリード</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②SG入口電動弁574A,B,C,Dのうちの2つの閉鎖</td> <td>2.4E-10</td> <td>4%</td> <td>ブリード</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>③補助給水系各機器の外部リーク</td> <td>7.9E-11</td> <td>1%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">2次冷却系の破断 + 主蒸気隔離失敗</td> <td>①破断ループ側T/D-AFWP蒸気供給ライン元弁575A閉止操作失敗(HED) + 「破断ループ側T/D-AFWP蒸気供給ライン元弁575A閉塞」により健全側ループの蒸気が破断側ループへ流出</td> <td>3.4E-11</td> <td>52%</td> <td rowspan="3">6.5E-11</td> <td>フィードアンドブリード</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②健全ループ主蒸気隔離弁パイパス弁301300B/D,301300部リーク + 破断ループ主蒸気隔離弁555A閉塞失敗</td> <td>1.5E-11</td> <td>23%</td> <td>ブリード</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>③健全ループ主蒸気隔離弁555A(C,D)閉塞失敗 + 破断ループ主蒸気隔離弁555B閉塞失敗</td> <td>9.1E-12</td> <td>14%</td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table>	事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (10 ⁹ /年)	寄与割合 (%)	金CDF (10 ⁹ /年)	炉心損傷防止対策	対策の有効性	手動停止 + 補助給水失敗	①復水ビット閉塞	2.8E-9	51%	5.5E-6	フィードアンドブリード	○	②SG-A,B,C,D水位計の作動失敗(CCF)による補助給水ポンプ駆動失敗	9.7E-9	2%	ブリード	○	③補助給水系各機器の外部リーク	8.5E-8	1%	○	過渡事象 + 補助給水失敗	手動停止と同様			2.3E-0	手動停止と同様		2次冷却系の破断 + 補助給水失敗	①2次冷却系破断事象診断回路による破断SGグループの給水停止失敗	1.2E-6	98%	1.2E-6	フィードアンドブリード	○	②復水ビット閉塞	5.3E-9	0.4%	ブリード	○	③破断SGへの補助給水制御弁574B閉塞失敗+5725閉止操作失敗	1.3E-9	0.1%	○	主給水流量喪失 + 補助給水失敗	手動停止と同様			2.7E-7	手動停止と同様		外部電源喪失 + 補助給水失敗	①復水ビット閉塞	5.9E-8	51%	1.2E-7	フィードアンドブリード	○	②補助給水系各機器の外部リーク	1.7E-9	2%	○	SGTR + 補助給水失敗	①復水ビット閉塞	8.9E-8	51%	7.7E-8	フィードアンドブリード	○	②SG入口電動弁574A,C,Dのうちの2つの閉鎖	1.7E-9	2%	ブリード	○	③補助給水系各機器の外部リーク	1.2E-9	1%	○	小破断 LOCA + 補助給水失敗	①復水ビット閉塞	2.7E-9	48%	6.6E-9	フィードアンドブリード	○	②SG入口電動弁574A,B,C,Dのうちの2つの閉鎖	2.4E-10	4%	ブリード	○	③補助給水系各機器の外部リーク	7.9E-11	1%	○	2次冷却系の破断 + 主蒸気隔離失敗	①破断ループ側T/D-AFWP蒸気供給ライン元弁575A閉止操作失敗(HED) + 「破断ループ側T/D-AFWP蒸気供給ライン元弁575A閉塞」により健全側ループの蒸気が破断側ループへ流出	3.4E-11	52%	6.5E-11	フィードアンドブリード	○	②健全ループ主蒸気隔離弁パイパス弁301300B/D,301300部リーク + 破断ループ主蒸気隔離弁555A閉塞失敗	1.5E-11	23%	ブリード	○	③健全ループ主蒸気隔離弁555A(C,D)閉塞失敗 + 破断ループ主蒸気隔離弁555B閉塞失敗	9.1E-12	14%	○	<p>第1-1表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（2次冷却系からの除熱機能喪失）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>CDF (10⁹/年)</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDF (10⁹/年)</th> <th>寄与割合 (%)</th> <th>対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">手動停止 + 補助給水失敗</td> <td rowspan="2">1.3E-05</td> <td>①補助給水ポンプ駆動信号失敗 CCF</td> <td>7.0E-06</td> <td>54%</td> <td rowspan="2">フィードアンドブリード</td> <td rowspan="2">○</td> </tr> <tr> <td>②補助給水ビット閉塞</td> <td>2.5E-06</td> <td>22%</td> </tr> <tr> <td>過渡事象 + 補助給水失敗</td> <td>5.4E-06</td> <td>手動停止と同様</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="3">2次冷却系の破断 + 補助給水失敗</td> <td rowspan="3">1.2E-06</td> <td>①タービン動補給水ポンプ試験による停機除外 + 電動補助給水ポンプ蒸気放フアンA, B駆動失敗 CCF</td> <td>1.2E-06</td> <td>95%</td> <td rowspan="3">フィードアンドブリード</td> <td rowspan="3">○</td> </tr> <tr> <td>②補助給水ポンプ駆動信号失敗 CCF</td> <td>8.0E-09</td> <td>1%</td> </tr> <tr> <td>③補助給水ビット閉塞</td> <td>5.2E-09</td> <td>0.4%</td> </tr> <tr> <td>主給水喪失 + 補助給水失敗</td> <td>6.2E-07</td> <td>手動停止と同様</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">外部電源喪失 + 補助給水失敗</td> <td rowspan="2">1.3E-07</td> <td>①補助給水ビット閉塞</td> <td>5.9E-08</td> <td>45%</td> <td rowspan="2">フィードアンドブリード</td> <td rowspan="2">○</td> </tr> <tr> <td>②補助給水系各機器の外部リーク</td> <td>5.1E-09</td> <td>4%</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">蒸気発生源伝熱管破断 + 補助給水失敗</td> <td rowspan="3">1.1E-07</td> <td>①補助給水ポンプ駆動信号失敗 CCF</td> <td>4.5E-08</td> <td>45%</td> <td rowspan="3">フィードアンドブリード</td> <td rowspan="3">○</td> </tr> <tr> <td>②補助給水ビット閉塞</td> <td>3.9E-08</td> <td>28%</td> </tr> <tr> <td>③海水ポンプA, C駆動運転失敗 CCF</td> <td>1.9E-09</td> <td>2%</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">小破断 LOCA + 補助給水失敗</td> <td rowspan="2">1.0E-08</td> <td>①補助給水ポンプ駆動信号失敗 CCF</td> <td>4.4E-09</td> <td>44%</td> <td rowspan="2">フィードアンドブリード</td> <td rowspan="2">○</td> </tr> <tr> <td>②補助給水ビット閉塞</td> <td>2.7E-09</td> <td>27%</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">2次冷却系の破断 + 主蒸気隔離失敗</td> <td rowspan="3">7.7E-11</td> <td>①「破断ループ側タービン動補給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁 575A 閉塞失敗」 + 「破断ループ側タービン動補給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁 575A 閉塞」により健全側ループの蒸気が破断側ループへ流出</td> <td>3.2E-11</td> <td>42%</td> <td rowspan="3">フィードアンドブリード</td> <td rowspan="3">○</td> </tr> <tr> <td>②「運転員による破断ループ側タービン動補給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁 (575A) 閉塞失敗 (註)」 + 「破断ループ側タービン動補給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁 (575A) 閉塞失敗」により健全側ループの蒸気が破断側ループへ流出</td> <td>3.4E-11</td> <td>44%</td> </tr> <tr> <td>③健全ループ主蒸気隔離弁 525A (C) 閉塞失敗 + 破断ループ主蒸気隔離弁 531B 閉塞失敗</td> <td>6.1E-12</td> <td>8%</td> </tr> </tbody> </table>	事故シーケンス	CDF (10 ⁹ /年)	主要なカットセット	CDF (10 ⁹ /年)	寄与割合 (%)	対策	対策の有効性	手動停止 + 補助給水失敗	1.3E-05	①補助給水ポンプ駆動信号失敗 CCF	7.0E-06	54%	フィードアンドブリード	○	②補助給水ビット閉塞	2.5E-06	22%	過渡事象 + 補助給水失敗	5.4E-06	手動停止と同様					2次冷却系の破断 + 補助給水失敗	1.2E-06	①タービン動補給水ポンプ試験による停機除外 + 電動補助給水ポンプ蒸気放フアンA, B駆動失敗 CCF	1.2E-06	95%	フィードアンドブリード	○	②補助給水ポンプ駆動信号失敗 CCF	8.0E-09	1%	③補助給水ビット閉塞	5.2E-09	0.4%	主給水喪失 + 補助給水失敗	6.2E-07	手動停止と同様					外部電源喪失 + 補助給水失敗	1.3E-07	①補助給水ビット閉塞	5.9E-08	45%	フィードアンドブリード	○	②補助給水系各機器の外部リーク	5.1E-09	4%	蒸気発生源伝熱管破断 + 補助給水失敗	1.1E-07	①補助給水ポンプ駆動信号失敗 CCF	4.5E-08	45%	フィードアンドブリード	○	②補助給水ビット閉塞	3.9E-08	28%	③海水ポンプA, C駆動運転失敗 CCF	1.9E-09	2%	小破断 LOCA + 補助給水失敗	1.0E-08	①補助給水ポンプ駆動信号失敗 CCF	4.4E-09	44%	フィードアンドブリード	○	②補助給水ビット閉塞	2.7E-09	27%	2次冷却系の破断 + 主蒸気隔離失敗	7.7E-11	①「破断ループ側タービン動補給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁 575A 閉塞失敗」 + 「破断ループ側タービン動補給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁 575A 閉塞」により健全側ループの蒸気が破断側ループへ流出	3.2E-11	42%	フィードアンドブリード	○	②「運転員による破断ループ側タービン動補給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁 (575A) 閉塞失敗 (註)」 + 「破断ループ側タービン動補給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁 (575A) 閉塞失敗」により健全側ループの蒸気が破断側ループへ流出	3.4E-11	44%	③健全ループ主蒸気隔離弁 525A (C) 閉塞失敗 + 破断ループ主蒸気隔離弁 531B 閉塞失敗	6.1E-12	8%	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■炉型の相違 ・炉型による事故シーケンスグループ及び対策の相違のため、2次冷却系からの除熱機能喪失については大飯と比較する <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価結果の相違 ・個別評価による相違
事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (10 ⁹ /年)	寄与割合 (%)	金CDF (10 ⁹ /年)	炉心損傷防止対策	対策の有効性																																																																																																																																																																																																						
手動停止 + 補助給水失敗	①復水ビット閉塞	2.8E-9	51%	5.5E-6	フィードアンドブリード	○																																																																																																																																																																																																						
	②SG-A,B,C,D水位計の作動失敗(CCF)による補助給水ポンプ駆動失敗	9.7E-9	2%		ブリード	○																																																																																																																																																																																																						
	③補助給水系各機器の外部リーク	8.5E-8	1%		○																																																																																																																																																																																																							
過渡事象 + 補助給水失敗	手動停止と同様			2.3E-0	手動停止と同様																																																																																																																																																																																																							
2次冷却系の破断 + 補助給水失敗	①2次冷却系破断事象診断回路による破断SGグループの給水停止失敗	1.2E-6	98%	1.2E-6	フィードアンドブリード	○																																																																																																																																																																																																						
	②復水ビット閉塞	5.3E-9	0.4%		ブリード	○																																																																																																																																																																																																						
	③破断SGへの補助給水制御弁574B閉塞失敗+5725閉止操作失敗	1.3E-9	0.1%		○																																																																																																																																																																																																							
主給水流量喪失 + 補助給水失敗	手動停止と同様			2.7E-7	手動停止と同様																																																																																																																																																																																																							
外部電源喪失 + 補助給水失敗	①復水ビット閉塞	5.9E-8	51%	1.2E-7	フィードアンドブリード	○																																																																																																																																																																																																						
	②補助給水系各機器の外部リーク	1.7E-9	2%		○																																																																																																																																																																																																							
SGTR + 補助給水失敗	①復水ビット閉塞	8.9E-8	51%	7.7E-8	フィードアンドブリード	○																																																																																																																																																																																																						
	②SG入口電動弁574A,C,Dのうちの2つの閉鎖	1.7E-9	2%		ブリード	○																																																																																																																																																																																																						
	③補助給水系各機器の外部リーク	1.2E-9	1%		○																																																																																																																																																																																																							
小破断 LOCA + 補助給水失敗	①復水ビット閉塞	2.7E-9	48%	6.6E-9	フィードアンドブリード	○																																																																																																																																																																																																						
	②SG入口電動弁574A,B,C,Dのうちの2つの閉鎖	2.4E-10	4%		ブリード	○																																																																																																																																																																																																						
	③補助給水系各機器の外部リーク	7.9E-11	1%		○																																																																																																																																																																																																							
2次冷却系の破断 + 主蒸気隔離失敗	①破断ループ側T/D-AFWP蒸気供給ライン元弁575A閉止操作失敗(HED) + 「破断ループ側T/D-AFWP蒸気供給ライン元弁575A閉塞」により健全側ループの蒸気が破断側ループへ流出	3.4E-11	52%	6.5E-11	フィードアンドブリード	○																																																																																																																																																																																																						
	②健全ループ主蒸気隔離弁パイパス弁301300B/D,301300部リーク + 破断ループ主蒸気隔離弁555A閉塞失敗	1.5E-11	23%		ブリード	○																																																																																																																																																																																																						
	③健全ループ主蒸気隔離弁555A(C,D)閉塞失敗 + 破断ループ主蒸気隔離弁555B閉塞失敗	9.1E-12	14%		○																																																																																																																																																																																																							
事故シーケンス	CDF (10 ⁹ /年)	主要なカットセット	CDF (10 ⁹ /年)	寄与割合 (%)	対策	対策の有効性																																																																																																																																																																																																						
手動停止 + 補助給水失敗	1.3E-05	①補助給水ポンプ駆動信号失敗 CCF	7.0E-06	54%	フィードアンドブリード	○																																																																																																																																																																																																						
		②補助給水ビット閉塞	2.5E-06	22%																																																																																																																																																																																																								
過渡事象 + 補助給水失敗	5.4E-06	手動停止と同様																																																																																																																																																																																																										
2次冷却系の破断 + 補助給水失敗	1.2E-06	①タービン動補給水ポンプ試験による停機除外 + 電動補助給水ポンプ蒸気放フアンA, B駆動失敗 CCF	1.2E-06	95%	フィードアンドブリード	○																																																																																																																																																																																																						
		②補助給水ポンプ駆動信号失敗 CCF	8.0E-09	1%																																																																																																																																																																																																								
		③補助給水ビット閉塞	5.2E-09	0.4%																																																																																																																																																																																																								
主給水喪失 + 補助給水失敗	6.2E-07	手動停止と同様																																																																																																																																																																																																										
外部電源喪失 + 補助給水失敗	1.3E-07	①補助給水ビット閉塞	5.9E-08	45%	フィードアンドブリード	○																																																																																																																																																																																																						
		②補助給水系各機器の外部リーク	5.1E-09	4%																																																																																																																																																																																																								
蒸気発生源伝熱管破断 + 補助給水失敗	1.1E-07	①補助給水ポンプ駆動信号失敗 CCF	4.5E-08	45%	フィードアンドブリード	○																																																																																																																																																																																																						
		②補助給水ビット閉塞	3.9E-08	28%																																																																																																																																																																																																								
		③海水ポンプA, C駆動運転失敗 CCF	1.9E-09	2%																																																																																																																																																																																																								
小破断 LOCA + 補助給水失敗	1.0E-08	①補助給水ポンプ駆動信号失敗 CCF	4.4E-09	44%	フィードアンドブリード	○																																																																																																																																																																																																						
		②補助給水ビット閉塞	2.7E-09	27%																																																																																																																																																																																																								
2次冷却系の破断 + 主蒸気隔離失敗	7.7E-11	①「破断ループ側タービン動補給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁 575A 閉塞失敗」 + 「破断ループ側タービン動補給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁 575A 閉塞」により健全側ループの蒸気が破断側ループへ流出	3.2E-11	42%	フィードアンドブリード	○																																																																																																																																																																																																						
		②「運転員による破断ループ側タービン動補給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁 (575A) 閉塞失敗 (註)」 + 「破断ループ側タービン動補給水ポンプ駆動蒸気主蒸気ライン元弁 (575A) 閉塞失敗」により健全側ループの蒸気が破断側ループへ流出	3.4E-11	44%																																																																																																																																																																																																								
		③健全ループ主蒸気隔離弁 525A (C) 閉塞失敗 + 破断ループ主蒸気隔離弁 531B 閉塞失敗	6.1E-12	8%																																																																																																																																																																																																								
<p>【主要なカットセットに対する検討】</p>	<p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○第1-1表より、事故シーケンスグループ「2次冷却系からの除熱機能喪失」については炉心損傷頻度の約78%のカットセットを確認した。なお、「2次冷却系からの除熱機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が約9%であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。</p> <p>○「手動停止+補助給水失敗」、「過渡事象+補助給水失敗」、「主給水失敗+補助給水失敗」、「外部電源喪失+補助給水失敗」について</p>	<p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載方針の相違 ・女川実績の反映 ・事故シーケンスグループのうちカットセットを確認した割合、全炉心損傷頻度に対する割合について記載（以下、相違理由説明を「記載方針の相違」と記載） <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載方針の相違 																																																																																																																																																																																																										

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シナリオグループ及び重要事故シナリオ等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>○本グループに含まれる事故シナリオは、補助給水機能が喪失して炉心損傷に至る事故シナリオが大半を占めている。補助給水機能が喪失する要因としては、ポンプ故障、注入配管閉塞、水源喪失等が考えられ、ここでは、復水ビット閉塞による水源喪失が支配的となっているが、その場合においても給水源の切替え（添付-1参照）を実施することや、炉心損傷防止対策として補助給水系とは異なる系統を使用したフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能である。</p> <p>○また、「2次冷却系の破断+補助給水失敗」及び「2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗」の事故シナリオでは、破断ループ隔離に伴う診断過誤や操作失敗（HE）が上位のカットセットとして抽出されたが、これらについても同様にフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能である。</p>		<p>では、補助給水ポンプ起動信号の発信失敗の共通原因故障、補助給水ビットの閉塞、試験によるポンプの待機除外やポンプ室空調系のファンの共通原因故障が主要なカットセットとして挙げられている。</p> <p>○「蒸気発生器伝熱管破損+補助給水失敗」、「小破断 LOCA+補助給水失敗」については、補助給水ポンプ起動信号の発信失敗の共通原因故障、補助給水ビットの閉塞、原子炉補機冷却海水系である原子炉補機冷却海水ポンプの共通原因故障が主要なカットセットとして挙げられている。</p> <p>○本カテゴリーに含まれる事故シナリオは、補助給水機能が喪失して炉心損傷に至る事故シナリオが大半を占めている。補助給水機能が喪失する要因としては、ポンプ故障、注入配管閉塞、水源喪失等が考えられ、ここでは、補助給水ポンプ起動信号の発信失敗の共通原因故障及び補助給水ビット閉塞による水源喪失が支配的となっているが、その場合においても給水源の切替え（添付-1参照）を実施することや炉心損傷防止対策として補助給水系とは異なる系統を使用したフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能である。</p> <p>○また、「2次冷却系の破断+補助給水失敗」及び「2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗」の事故シナリオでは、破断ループ隔離に伴う診断過誤や操作失敗（HE）が上位のカットセットとして抽出されたが、これらについても同様にフィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能である。カットセットとして抽出されている人的過誤については、訓練等によりその発生可能性の低減に努めていく。</p>	<p>・女川実績の反映 ・各事故シナリオの主要なカットセットについて記載。 （以下、相違理由説明を「記載方針の相違・主なカットセットを記載」と記載）</p> <p>【大飯】 ■記載表現の相違 ・女川の5-10ページ等の記載反映（以下、相違理由説明を省略）</p> <p>【大飯】 ■評価結果の相違 ・個別評価による相違</p> <p>【大飯】 ■設備名称の相違 ・復水ビット⇔補助給水ビット （以下、相違理由説明を省略） ■記載表現の相違</p> <p>【大飯】 ■記載方針の相違 ・女川実績の反映 ・人的過誤の低減策について記載。</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>○「手動停止+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗」,「手動停止+S R V再閉失敗+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗」については、高圧・低圧注水機能が喪失する要因として、高圧炉心スプレイ系に関連する人的過誤や区分Ⅰ直流電源、区分Ⅱ交流電源に関する機器の故障、原子炉補機冷却系である原子炉補機冷却系/原子炉補機冷却海水ポンプの共通原因故障が主要なカットセットとして挙げられている。</p> <p>○「サポート系喪失+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗」については、起回事象により片区分の緩和設備が期待できなくなり、高圧・低圧注水機能が喪失する要因として、高圧炉心スプレイ系に関連する人的過誤や期待できる区分の電源に関する機器が主要なカットセットとして挙げられている。</p> <p>○「サポート系喪失+S R V再閉失敗+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗」については、高圧・低圧注水機能が喪失する要因として、高圧炉心スプレイ系に関連する人的過誤や水位トランスミッタの共通原因故障の他に、期待できる区分の交流電源に関する機器故障が主要なカットセットとして挙げられている。</p> <p>○上記カットセットに対する炉心損傷防止対策としては、高圧代替注水系、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水が有効である。ただし、一部のカットセットでは格納容器除熱機能も併せて喪失しているものがあり、原子炉補機冷却系が機能喪失した場合は原子炉補機代替冷却水系又は原子炉格納容器フィルタベント系が、残留熱除去系が機能喪失した場合は原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱が必要となる。</p>		

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																
	<p>第1-2表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（高圧注水・減圧機能喪失）</p> <table border="1" data-bbox="719 236 1281 635"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>CSP (注水)</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CSP (注水)</th> <th>発生割合</th> <th>対策</th> <th>対策有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">運転中 高圧注水失敗 手動減圧失敗</td> <td rowspan="3">1.0E-07</td> <td>高圧注水停止→RPS注入元再開忘れ + 反応ポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗</td> <td>1.0E-09</td> <td>5.0%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>高圧注水停止→RPS注入元再開忘れ + 保守作業による反応ポンプ稼働停止 + 手動減圧操作失敗</td> <td>6.0E-09</td> <td>6.0%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>高圧注水停止→保守作業によるRPS注入元再開忘れ + 反応ポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗</td> <td>3.0E-09</td> <td>3.0%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">手動停止 高圧注水失敗 手動減圧失敗</td> <td rowspan="2">6.0E-09</td> <td>高圧注水停止→RPS注入元再開忘れ + RPS注入元再開忘れ + 手動減圧操作失敗</td> <td>2.0E-10</td> <td>2.0%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>高圧注水停止→RPS注入元再開忘れ + RPS注入元再開忘れ + 保守作業による反応ポンプ稼働停止 + 手動減圧操作失敗</td> <td>1.0E-10</td> <td>1.0%</td> <td>・代替自動減圧機能</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">予備停止 高圧注水失敗 手動減圧失敗</td> <td rowspan="2">1.0E-09</td> <td>高圧注水停止→RPS注入元再開忘れ + 反応ポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗</td> <td>3.0E-11</td> <td>3.0%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>予備停止→RPS注入元再開忘れ + RPS注入元再開忘れ + 保守作業による反応ポンプ稼働停止 + 手動減圧操作失敗</td> <td>3.0E-11</td> <td>3.0%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table> <p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <ul style="list-style-type: none"> ○第1-2表より、事故シーケンスグループ「高圧注水・減圧機能喪失」については炉心損傷頻度の約5%のカットセットを確認した。なお、「高圧注水・減圧機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が約0.3%であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。 ○本カテゴリーに含まれる事故シーケンスについては、高圧注水・減圧機能が喪失する要因として、ポンプ故障や人的過誤、手動減圧失敗などが主要なカットセットとして挙げられている。 いずれの主要な事故シーケンスからも手動減圧失敗の人的過誤が抽出されている。このカットセットに対して、代替自動減圧機能による低圧状態への移行により、注水による炉心冷却を確保できる。 ○注水による炉心冷却の確保に成功した後は、原子炉補機代替冷却水系又は原子炉格納容器フィルタベント系を用いて除熱を行う。 ○全炉心損傷頻度から見た場合、炉心損傷を防止できないカットセットの頻度は非常に小さな値に抑えられていると考える。カットセットとして抽出されているヒューマンエラーについては、訓練等によりその発生可能性の低減に努めていく。 	事故シーケンス	CSP (注水)	主要なカットセット	CSP (注水)	発生割合	対策	対策有効性	運転中 高圧注水失敗 手動減圧失敗	1.0E-07	高圧注水停止→RPS注入元再開忘れ + 反応ポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗	1.0E-09	5.0%		○	高圧注水停止→RPS注入元再開忘れ + 保守作業による反応ポンプ稼働停止 + 手動減圧操作失敗	6.0E-09	6.0%		○	高圧注水停止→保守作業によるRPS注入元再開忘れ + 反応ポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗	3.0E-09	3.0%		○	手動停止 高圧注水失敗 手動減圧失敗	6.0E-09	高圧注水停止→RPS注入元再開忘れ + RPS注入元再開忘れ + 手動減圧操作失敗	2.0E-10	2.0%		○	高圧注水停止→RPS注入元再開忘れ + RPS注入元再開忘れ + 保守作業による反応ポンプ稼働停止 + 手動減圧操作失敗	1.0E-10	1.0%	・代替自動減圧機能	○	予備停止 高圧注水失敗 手動減圧失敗	1.0E-09	高圧注水停止→RPS注入元再開忘れ + 反応ポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗	3.0E-11	3.0%		○	予備停止→RPS注入元再開忘れ + RPS注入元再開忘れ + 保守作業による反応ポンプ稼働停止 + 手動減圧操作失敗	3.0E-11	3.0%		○		<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■炉型の相違 ・炉型による事故シーケンスグループ及び対策の相違 (BWR 特有、泊は該当せず)
事故シーケンス	CSP (注水)	主要なカットセット	CSP (注水)	発生割合	対策	対策有効性																																													
運転中 高圧注水失敗 手動減圧失敗	1.0E-07	高圧注水停止→RPS注入元再開忘れ + 反応ポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗	1.0E-09	5.0%		○																																													
		高圧注水停止→RPS注入元再開忘れ + 保守作業による反応ポンプ稼働停止 + 手動減圧操作失敗	6.0E-09	6.0%		○																																													
		高圧注水停止→保守作業によるRPS注入元再開忘れ + 反応ポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗	3.0E-09	3.0%		○																																													
手動停止 高圧注水失敗 手動減圧失敗	6.0E-09	高圧注水停止→RPS注入元再開忘れ + RPS注入元再開忘れ + 手動減圧操作失敗	2.0E-10	2.0%		○																																													
		高圧注水停止→RPS注入元再開忘れ + RPS注入元再開忘れ + 保守作業による反応ポンプ稼働停止 + 手動減圧操作失敗	1.0E-10	1.0%	・代替自動減圧機能	○																																													
予備停止 高圧注水失敗 手動減圧失敗	1.0E-09	高圧注水停止→RPS注入元再開忘れ + 反応ポンプ起動失敗 + 手動減圧操作失敗	3.0E-11	3.0%		○																																													
		予備停止→RPS注入元再開忘れ + RPS注入元再開忘れ + 保守作業による反応ポンプ稼働停止 + 手動減圧操作失敗	3.0E-11	3.0%		○																																													

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大阪発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																																																																							
<p>第1-2表 事故シーケンスごとの主要なカットセット (全交流動力電源喪失、原子炉補機冷却機能喪失)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDF (09年)</th> <th>寄与割合 (09年)</th> <th>全CDF (09年)</th> <th>炉心損傷防止対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">外部電源喪失 +非常用所内 交流電源喪失</td> <td>①3aDG-A/B運転継続失敗 +DG-B/A試験による待機除外</td> <td>1.1E-7</td> <td>1%</td> <td rowspan="2">8.5E-6</td> <td rowspan="2">2次冷却系強制 冷却+恒設代替 低圧注水ポンプ *1による炉心注 水</td> <td rowspan="2">○</td> </tr> <tr> <td>②4aDG-A/B運転継続失敗 +DG-B/A試験による待機除外で安 全補機閉鎖装置空調ファンA/B喪失</td> <td>1.1E-7</td> <td>1%</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">原子炉補機 冷却機能喪失 +RCP シール LOCA</td> <td>③DG-A/B起動失敗CCF</td> <td>7.8E-8</td> <td>1%</td> <td rowspan="2">7.8E-8</td> <td rowspan="2"></td> <td rowspan="2">○</td> </tr> <tr> <td>④4aDG-A/B起動失敗CCFによる安全 補機閉鎖装置空調ファンA/B喪失</td> <td>7.8E-8</td> <td>1%</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">原子炉補機 冷却機能喪失 +加圧器安全弁 LOCA</td> <td>RCPシールLOCA発生</td> <td>4.2E-5</td> <td>100%</td> <td>4.2E-5</td> <td>2次冷却系強制 冷却+恒設代替 低圧注水ポンプ *1による炉心注 水</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>加圧器安全弁 035/050,057再閉止失敗</td> <td>9.0E-7</td> <td>100%</td> <td>9.0E-7</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">原子炉補機 冷却機能喪失 +補助給水失敗</td> <td>①復水ビッド閉塞</td> <td>2.5E-9</td> <td>50%</td> <td rowspan="3">4.9E-9</td> <td rowspan="3">無し</td> <td rowspan="3">※2</td> </tr> <tr> <td>②8G-A,B,C,D水位計の作動失敗CCF による補助給水ポンプ起動失敗</td> <td>8.4E-11</td> <td>2%</td> </tr> <tr> <td>③補助給水系各機器の外部リーク</td> <td>7.2E-11</td> <td>1%</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：ポンプの電源である空冷式非常用発電装置を含む ※2：炉心損傷防止対策が有効なカットセットであるが、時間余裕の観点で発生頻度の低減が 厳しい</p>	事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (09年)	寄与割合 (09年)	全CDF (09年)	炉心損傷防止対策	対策の有効性	外部電源喪失 +非常用所内 交流電源喪失	①3aDG-A/B運転継続失敗 +DG-B/A試験による待機除外	1.1E-7	1%	8.5E-6	2次冷却系強制 冷却+恒設代替 低圧注水ポンプ *1による炉心注 水	○	②4aDG-A/B運転継続失敗 +DG-B/A試験による待機除外で安 全補機閉鎖装置空調ファンA/B喪失	1.1E-7	1%	原子炉補機 冷却機能喪失 +RCP シール LOCA	③DG-A/B起動失敗CCF	7.8E-8	1%	7.8E-8		○	④4aDG-A/B起動失敗CCFによる安全 補機閉鎖装置空調ファンA/B喪失	7.8E-8	1%	原子炉補機 冷却機能喪失 +加圧器安全弁 LOCA	RCPシールLOCA発生	4.2E-5	100%	4.2E-5	2次冷却系強制 冷却+恒設代替 低圧注水ポンプ *1による炉心注 水	○	加圧器安全弁 035/050,057再閉止失敗	9.0E-7	100%	9.0E-7		○	原子炉補機 冷却機能喪失 +補助給水失敗	①復水ビッド閉塞	2.5E-9	50%	4.9E-9	無し	※2	②8G-A,B,C,D水位計の作動失敗CCF による補助給水ポンプ起動失敗	8.4E-11	2%	③補助給水系各機器の外部リーク	7.2E-11	1%	<p>第1-3表 事故シーケンス毎の主要なカットセット (全交流動力電源喪失)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDF (09年)</th> <th>寄与割合 (09年)</th> <th>対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">外部電源喪失 +非常用所内 交流電源喪失</td> <td>①外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分)</td> <td>6.9E-12</td> <td>16.3%</td> <td>※1炉心損傷防止対策 ※2炉心損傷防止対策 ※3炉心損傷防止対策</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分)</td> <td>6.7E-12</td> <td>16.3%</td> <td>※1炉心損傷防止対策 ※2炉心損傷防止対策 ※3炉心損傷防止対策</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">原子炉補機冷却 機能喪失 +RCP シール LOCA</td> <td>①外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分)</td> <td>1.4E-13</td> <td>14.7%</td> <td>※1炉心損傷防止対策 ※2炉心損傷防止対策 ※3炉心損傷防止対策</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分)</td> <td>6.2E-13</td> <td>16.3%</td> <td>※1炉心損傷防止対策 ※2炉心損傷防止対策 ※3炉心損傷防止対策</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">原子炉補機冷却 機能喪失 +加圧器安全弁 LOCA</td> <td>①外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分)</td> <td>1.4E-11</td> <td>3.2%</td> <td>※1炉心損傷防止対策 ※2炉心損傷防止対策 ※3炉心損傷防止対策</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分)</td> <td>5.4E-11</td> <td>12.7%</td> <td>※1炉心損傷防止対策 ※2炉心損傷防止対策 ※3炉心損傷防止対策</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">外部電源喪失 +非常用所内 交流電源喪失</td> <td>①外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分)</td> <td>1.5E-12</td> <td>34.6%</td> <td>※1炉心損傷防止対策 ※2炉心損傷防止対策 ※3炉心損傷防止対策</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分)</td> <td>1.1E-12</td> <td>23.9%</td> <td>※1炉心損傷防止対策 ※2炉心損傷防止対策 ※3炉心損傷防止対策</td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table>	事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (09年)	寄与割合 (09年)	対策	対策の有効性	外部電源喪失 +非常用所内 交流電源喪失	①外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分)	6.9E-12	16.3%	※1炉心損傷防止対策 ※2炉心損傷防止対策 ※3炉心損傷防止対策	○	②外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分)	6.7E-12	16.3%	※1炉心損傷防止対策 ※2炉心損傷防止対策 ※3炉心損傷防止対策	○	原子炉補機冷却 機能喪失 +RCP シール LOCA	①外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分)	1.4E-13	14.7%	※1炉心損傷防止対策 ※2炉心損傷防止対策 ※3炉心損傷防止対策	○	②外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分)	6.2E-13	16.3%	※1炉心損傷防止対策 ※2炉心損傷防止対策 ※3炉心損傷防止対策	○	原子炉補機冷却 機能喪失 +加圧器安全弁 LOCA	①外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分)	1.4E-11	3.2%	※1炉心損傷防止対策 ※2炉心損傷防止対策 ※3炉心損傷防止対策	○	②外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分)	5.4E-11	12.7%	※1炉心損傷防止対策 ※2炉心損傷防止対策 ※3炉心損傷防止対策	○	外部電源喪失 +非常用所内 交流電源喪失	①外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分)	1.5E-12	34.6%	※1炉心損傷防止対策 ※2炉心損傷防止対策 ※3炉心損傷防止対策	○	②外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分)	1.1E-12	23.9%	※1炉心損傷防止対策 ※2炉心損傷防止対策 ※3炉心損傷防止対策	○	<p>第1-2表 事故シーケンスごとの主要なカットセット (全交流動力電源喪失、原子炉補機冷却機能喪失)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDF (09年)</th> <th>寄与割合 (09年)</th> <th>対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">外部電源喪失 +非常用所内 交流電源喪失</td> <td>①3aDG-A/B運転継続失敗 +DG-B/A試験による待機除外 +非常用所内交流電源喪失</td> <td>1.1E-7</td> <td>4%</td> <td>代替非常用発電機 +2次冷却系強制冷却 +代替格納容器 スプレイポンプ による炉心注水</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②4aDG-A/B運転継続失敗 +DG-B/A試験による待機除外 +非常用所内交流電源喪失</td> <td>1.1E-7</td> <td>4%</td> <td>代替非常用発電機 +2次冷却系強制冷却 +代替格納容器 スプレイポンプ による炉心注水</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">原子炉補機冷却 機能喪失 +RCP シール LOCA</td> <td>③DG-A/B起動失敗</td> <td>7.8E-8</td> <td>2%</td> <td>2次冷却系強制冷却 +代替格納容器 スプレイポンプ による炉心注水</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>④RCPシールLOCA発生</td> <td>2.0E-6</td> <td>100%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">原子炉補機冷却 機能喪失 +加圧器安全弁 LOCA</td> <td>①加圧器安全弁 035 (036, 037) 再閉止失敗</td> <td>9.0E-7</td> <td>100%</td> <td>2次冷却系強制冷却 +代替格納容器 スプレイポンプ による炉心注水</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②加圧器安全弁 050 (051, 052) 再閉止失敗 +電動弁 054 (053) 閉鎖回路の作動失敗</td> <td>6.0E-14</td> <td>0.1% 未済</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">原子炉補機冷却 機能喪失 +補助給水失敗</td> <td>①復水ビッド閉塞</td> <td>2.5E-9</td> <td>24%</td> <td rowspan="2">無し</td> <td rowspan="2">※</td> </tr> <tr> <td>②8G-A,B,C,D水位計の作動失敗 による補助給水ポンプ起動失敗</td> <td>8.4E-11</td> <td>22%</td> </tr> </tbody> </table> <p>※：炉心損傷防止対策が有効なカットセットであるが、時間余裕の観点で発生頻度の低減が厳しい</p>	事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (09年)	寄与割合 (09年)	対策	対策の有効性	外部電源喪失 +非常用所内 交流電源喪失	①3aDG-A/B運転継続失敗 +DG-B/A試験による待機除外 +非常用所内交流電源喪失	1.1E-7	4%	代替非常用発電機 +2次冷却系強制冷却 +代替格納容器 スプレイポンプ による炉心注水	○	②4aDG-A/B運転継続失敗 +DG-B/A試験による待機除外 +非常用所内交流電源喪失	1.1E-7	4%	代替非常用発電機 +2次冷却系強制冷却 +代替格納容器 スプレイポンプ による炉心注水	○	原子炉補機冷却 機能喪失 +RCP シール LOCA	③DG-A/B起動失敗	7.8E-8	2%	2次冷却系強制冷却 +代替格納容器 スプレイポンプ による炉心注水	○	④RCPシールLOCA発生	2.0E-6	100%		○	原子炉補機冷却 機能喪失 +加圧器安全弁 LOCA	①加圧器安全弁 035 (036, 037) 再閉止失敗	9.0E-7	100%	2次冷却系強制冷却 +代替格納容器 スプレイポンプ による炉心注水	○	②加圧器安全弁 050 (051, 052) 再閉止失敗 +電動弁 054 (053) 閉鎖回路の作動失敗	6.0E-14	0.1% 未済		○	原子炉補機冷却 機能喪失 +補助給水失敗	①復水ビッド閉塞	2.5E-9	24%	無し	※	②8G-A,B,C,D水位計の作動失敗 による補助給水ポンプ起動失敗	8.4E-11	22%	<p>【女川】 ■評価結果の相違 ・個別評価による相違 ・なお、泊は全交流動力電源喪失に從属して発生し、事象進展が同じとなる原子炉補機冷却機能喪失を同一の表に含めて整理している。(大阪と同様)</p> <p>【大阪】 ■評価結果の相違 ・個別評価による相違</p> <p>【女川】 ■村番の相違 ・図表番号の相違 (以下、相違理由説明を省略)</p> <p>【女川】 ■評価結果の相違 ・個別評価による相違</p> <p>【大阪】 ■記載方針の相違 ・女川実績の反映</p> <p>【女川】【大阪】 ■個別評価による相違 ・非常用所内交流電源喪失に至る主要因の相違</p> <p>【女川】 ■個別評価による相違 ・女川は全交流動力電源の喪失</p>
事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (09年)	寄与割合 (09年)	全CDF (09年)	炉心損傷防止対策	対策の有効性																																																																																																																																																				
外部電源喪失 +非常用所内 交流電源喪失	①3aDG-A/B運転継続失敗 +DG-B/A試験による待機除外	1.1E-7	1%	8.5E-6	2次冷却系強制 冷却+恒設代替 低圧注水ポンプ *1による炉心注 水	○																																																																																																																																																				
	②4aDG-A/B運転継続失敗 +DG-B/A試験による待機除外で安 全補機閉鎖装置空調ファンA/B喪失	1.1E-7	1%																																																																																																																																																							
原子炉補機 冷却機能喪失 +RCP シール LOCA	③DG-A/B起動失敗CCF	7.8E-8	1%	7.8E-8		○																																																																																																																																																				
	④4aDG-A/B起動失敗CCFによる安全 補機閉鎖装置空調ファンA/B喪失	7.8E-8	1%																																																																																																																																																							
原子炉補機 冷却機能喪失 +加圧器安全弁 LOCA	RCPシールLOCA発生	4.2E-5	100%	4.2E-5	2次冷却系強制 冷却+恒設代替 低圧注水ポンプ *1による炉心注 水	○																																																																																																																																																				
	加圧器安全弁 035/050,057再閉止失敗	9.0E-7	100%	9.0E-7		○																																																																																																																																																				
原子炉補機 冷却機能喪失 +補助給水失敗	①復水ビッド閉塞	2.5E-9	50%	4.9E-9	無し	※2																																																																																																																																																				
	②8G-A,B,C,D水位計の作動失敗CCF による補助給水ポンプ起動失敗	8.4E-11	2%																																																																																																																																																							
	③補助給水系各機器の外部リーク	7.2E-11	1%																																																																																																																																																							
事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (09年)	寄与割合 (09年)	対策	対策の有効性																																																																																																																																																					
外部電源喪失 +非常用所内 交流電源喪失	①外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分)	6.9E-12	16.3%	※1炉心損傷防止対策 ※2炉心損傷防止対策 ※3炉心損傷防止対策	○																																																																																																																																																					
	②外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分)	6.7E-12	16.3%	※1炉心損傷防止対策 ※2炉心損傷防止対策 ※3炉心損傷防止対策	○																																																																																																																																																					
原子炉補機冷却 機能喪失 +RCP シール LOCA	①外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分)	1.4E-13	14.7%	※1炉心損傷防止対策 ※2炉心損傷防止対策 ※3炉心損傷防止対策	○																																																																																																																																																					
	②外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分)	6.2E-13	16.3%	※1炉心損傷防止対策 ※2炉心損傷防止対策 ※3炉心損傷防止対策	○																																																																																																																																																					
原子炉補機冷却 機能喪失 +加圧器安全弁 LOCA	①外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分)	1.4E-11	3.2%	※1炉心損傷防止対策 ※2炉心損傷防止対策 ※3炉心損傷防止対策	○																																																																																																																																																					
	②外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分)	5.4E-11	12.7%	※1炉心損傷防止対策 ※2炉心損傷防止対策 ※3炉心損傷防止対策	○																																																																																																																																																					
外部電源喪失 +非常用所内 交流電源喪失	①外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分)	1.5E-12	34.6%	※1炉心損傷防止対策 ※2炉心損傷防止対策 ※3炉心損傷防止対策	○																																																																																																																																																					
	②外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分) +非常用所内交流電源喪失 (20分)	1.1E-12	23.9%	※1炉心損傷防止対策 ※2炉心損傷防止対策 ※3炉心損傷防止対策	○																																																																																																																																																					
事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (09年)	寄与割合 (09年)	対策	対策の有効性																																																																																																																																																					
外部電源喪失 +非常用所内 交流電源喪失	①3aDG-A/B運転継続失敗 +DG-B/A試験による待機除外 +非常用所内交流電源喪失	1.1E-7	4%	代替非常用発電機 +2次冷却系強制冷却 +代替格納容器 スプレイポンプ による炉心注水	○																																																																																																																																																					
	②4aDG-A/B運転継続失敗 +DG-B/A試験による待機除外 +非常用所内交流電源喪失	1.1E-7	4%	代替非常用発電機 +2次冷却系強制冷却 +代替格納容器 スプレイポンプ による炉心注水	○																																																																																																																																																					
原子炉補機冷却 機能喪失 +RCP シール LOCA	③DG-A/B起動失敗	7.8E-8	2%	2次冷却系強制冷却 +代替格納容器 スプレイポンプ による炉心注水	○																																																																																																																																																					
	④RCPシールLOCA発生	2.0E-6	100%		○																																																																																																																																																					
原子炉補機冷却 機能喪失 +加圧器安全弁 LOCA	①加圧器安全弁 035 (036, 037) 再閉止失敗	9.0E-7	100%	2次冷却系強制冷却 +代替格納容器 スプレイポンプ による炉心注水	○																																																																																																																																																					
	②加圧器安全弁 050 (051, 052) 再閉止失敗 +電動弁 054 (053) 閉鎖回路の作動失敗	6.0E-14	0.1% 未済		○																																																																																																																																																					
原子炉補機冷却 機能喪失 +補助給水失敗	①復水ビッド閉塞	2.5E-9	24%	無し	※																																																																																																																																																					
	②8G-A,B,C,D水位計の作動失敗 による補助給水ポンプ起動失敗	8.4E-11	22%																																																																																																																																																							
<p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失」はディーゼル発電機1台が試験による待機除外中に別の1台が継続運転に失敗する等して非常用所内交流電源が喪失し、全交流動力電源喪失となり炉心損傷に至る事故シーケンスであるが、代替電源である空冷式非常用発電装置により電源を確保し2次冷却系強制冷却及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水を実施することにより炉心損傷防止が可能である。</p>	<p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○第1-3表より、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」については、炉心損傷頻度の約39%のカットセットを確認した。なお、「全交流動力電源喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が0.1%未満であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。</p> <p>○本カテゴリーに含まれる事故シーケンスのうち、「全交流動力電源喪失(外部電源喪失+DG失敗)+HPCS失敗」(長期TB)については、全交流動力電源が喪失する要因として非常用ディーゼル発電機の共通原因故障や外電復旧失敗が、高圧炉心スプレイ系失敗の要因として高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電設備の故障が主要なカットセットとして挙げられている。炉心損傷防止対策としては、所内常設蓄電式直流電源設備</p>	<p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○第1-2表より、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」、「原子炉補機冷却機能喪失」については、それぞれ炉心損傷頻度の約11%、約100%のカットセットを確認した。なお、「全交流動力電源喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が約1.5%であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。また、「原子炉補機冷却機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が約88.6%であり、全炉心損傷頻度のほとんどを占める事故シーケンスグループである。</p> <p>○「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失」はディーゼル発電機室空調系のダンプの共通原因故障、非常用高圧母線低電圧信号(UV信号)の発信失敗の共通原因故障、ディーゼル発電機の共通原因故障等により非常用所内交流電源が喪失し、全交流動力電源喪失となり炉心損傷に至る事故シーケンスであるが、代替電源である代替非常用発電機により電源を確保し、2次冷却系強制冷却及び代替格納容器スプレイポンプを用い</p>																																																																																																																																																								

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シナリオグループ及び重要事故シナリオ等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>○原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合、RCPシールLOCAや加圧器逃がし弁/安全弁LOCAが発生することにより炉心損傷に至ることが考えられるが、この場合も2次冷却系強制冷却及び恒設代替低圧注水ポンプを用いた炉心注水を実施することで炉心損傷防止が可能である。</p> <p>○また「原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗」においても2次冷却系からの除熱機能喪失時と同様、フィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能な事故シナリオであるが、フィードアンドブリードを実施するためには、喪失した原子炉補機冷却機能の復旧が必要であり、時間余裕の観点から発生頻度の低減が厳しい事故シナリオである。また、主給水系が健全である場合、主給水系を用いた代替給水により炉心損傷を防止できる場合もある。</p>	<p>による電源供給の他、高圧代替注水系による注水、常設代替交流電源設備により電源復旧したうえで低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水が有効である。</p> <p>○本カテゴリーに含まれる事故シナリオのうち、「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+SRV再開失敗+HPCS失敗」（TBP）については、全交流動力電源が喪失する要因として非常用ディーゼル発電機の共通原因故障や外電復旧失敗が、高圧炉心スプレィ系失敗の要因として高圧炉心スプレィ系ディーゼル発電設備の故障が主要なカットセットとして挙げられている。SRV再開失敗のため、長時間の原子炉隔離時冷却系や高圧代替注水系による注水には期待できない。このため、原子炉隔離時冷却系や高圧代替注水系による注水停止後、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水ポンプ）による注水に期待でき、炉心損傷防止が可能である。</p> <p>○本カテゴリーに含まれる事故シナリオのうち、「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+高圧注水失敗」（TBU）では、全交流動力電源が喪失する要因として非常用ディーゼル発電機の共通原因故障や外電復旧失敗が、高圧注水失敗の要因として高圧炉心スプレィ系ディーゼル発電設備の故障や原子炉隔離時冷却系ポンプ起動失敗が主要なカットセットとして挙げられている。このカットセットに対しては、交流電源を必要としない高圧代替注水系や、常設代替交流電源設備による交流電源復旧後の低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水が炉心損傷防止対策として有効である。</p> <p>○本カテゴリーに含まれる事故シナリオのうち、「全交流動力電源喪失（外部電源喪失+DG失敗）+直流電源喪失+HPCS失敗」（TBD）では、外部電源喪失後、直流電源喪失の要因として蓄電池の共通原因故障が、高圧炉心スプレィ系失敗の要因として高圧炉心スプレィ系ディーゼル発電設備の機能喪失が主要なカットセットとして挙げられている。常設代替直流電源設備の蓄電池による直流電源供給が炉心損傷防止対策として有効である。</p>	<p>た炉心注水を実施することにより炉心損傷防止が可能である。</p> <p>○原子炉補機冷却機能喪失が発生した場合、RCPシールLOCAや加圧器逃がし弁/安全弁LOCAが発生することにより炉心損傷に至ることが考えられるが、この場合も2次冷却系強制冷却及び代替格納容器スプレィポンプを用いた炉心注水を実施することで炉心損傷防止が可能である。</p> <p>○また「原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗」においても2次冷却系からの除熱機能喪失時と同様、フィードアンドブリードを実施することで炉心損傷防止が可能な事故シナリオであるが、フィードアンドブリードを実施するためには、喪失した原子炉補機冷却機能の復旧が必要であり、時間余裕の観点から発生頻度の低減が厳しい事故シナリオである。また、主給水系が健全である場合、主給水系を用いた代替給水により炉心損傷を防止できる場合もある。</p>	<p>失要因及び対策の相違により、事故シナリオグループを4つに細分化しているが、泊は全交流動力電源喪失に至る事故シナリオが1つであり、対策も同一である。（大飯についても泊と同様）</p> <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■設備名称の相違 ・空冷式非常用発電装置⇔代替非常用発電機 ・恒設代替低圧注水ポンプ⇔代替格納容器スプレィポンプ <p>（以下、相違理由説明を省略）</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大阪発電所3/4号炉							女川原子力発電所2号炉							泊発電所3号炉							相違理由																																																																																																																																															
<p>第1-3表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（原子炉格納容器の除熱機能喪失）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDF (1/年)</th> <th>寄与割合</th> <th>全CDF (1/年)</th> <th>炉心損傷防止対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="6">小破断 LOCA +スプレイ再循環 失敗</td> <td>①スプレイ熱交換器CCW通水弁178A開失敗CCF</td> <td>6.7E-9</td> <td>26%</td> <td rowspan="6">2.6E-8</td> <td rowspan="6">格納容器内 自然対流冷却</td> <td rowspan="6">○</td> </tr> <tr> <td>②スプレイ信号A(B)トレンス失敗 +スプレイ熱交換器CCW通水弁178B(A)開失敗</td> <td>3.0E-9</td> <td>11%</td> </tr> <tr> <td>③再循環切替信号A(B)トレンス失敗 +スプレイ熱交換器CCW通水弁178B(A)開失敗</td> <td>2.5E-9</td> <td>9%</td> </tr> <tr> <td>④178A開失敗 ⑤SWP-C出口手動弁303Cの試験後の戻し忘れ(HFE)</td> <td>1.4E-9</td> <td>5%</td> </tr> <tr> <td>⑥スプレイ熱交換器CCW通水弁178A開失敗+ SWP-C出口手動弁303Cの試験後の戻し忘れ(HFE)</td> <td>5.0E-10</td> <td>2%</td> </tr> <tr> <td>⑦再循環サブ隔離電動弁000A,B開失敗CCF</td> <td>5.0E-10</td> <td>2%</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">小破断 LOCA +スプレイ注入 失敗</td> <td>①スプレイ信号A,B両トレンスCCF</td> <td>5.4E-9</td> <td>35%</td> <td rowspan="3">1.6E-8</td> <td rowspan="3">格納容器内 自然対流冷却</td> <td rowspan="3">○</td> </tr> <tr> <td>②スプレイポンプA,B起動失敗CCF</td> <td>2.3E-9</td> <td>15%</td> </tr> <tr> <td>③スプレイポンプ熱交換器出口弁024A,B開失敗CCF</td> <td>6.7E-10</td> <td>4%</td> </tr> <tr> <td>中破断 LOCA +スプレイ再循環 失敗</td> <td>小破断 LOCAと同様</td> <td></td> <td></td> <td>8.1E-9</td> <td>小破断 LOCAと同様</td> <td></td> </tr> <tr> <td>中破断 LOCA +スプレイ注入 失敗</td> <td>小破断 LOCAと同様</td> <td></td> <td></td> <td>4.8E-9</td> <td>小破断 LOCAと同様</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="3">大破断 LOCA +低圧再循環失敗 +スプレイ再循環 失敗</td> <td>①BHRポンプA出口流量高信号発 信失敗+スプレイ信号Aトレンス失 敗+SWP-C出口手動弁303Cの試験 後の戻し忘れ(HFE)</td> <td>4.5E-13</td> <td>0%</td> <td rowspan="3">7.8E-12</td> <td rowspan="3">格納容器内 自然対流冷却</td> <td rowspan="3">○*</td> </tr> <tr> <td>②R2動力変圧器機能喪失による 「BHR熱交換器CCW通水弁 114A」及び「スプレイ熱交換器 CCW通水弁178A」開失敗+ SWP-C出口手動弁303Cの試験 後の戻し忘れ(HFE)</td> <td>2.3E-13</td> <td>3%</td> </tr> <tr> <td>③BHRポンプA出口流量高信号発 信失敗+スプレイ熱交換器CCW 通水弁178A開失敗+SWP-C出 口手動弁303Cの試験後の戻し忘 れ(HFE)</td> <td>1.9E-13</td> <td>2%</td> </tr> <tr> <td>大破断 LOCA +低圧再循環失敗 +スプレイ注入 失敗</td> <td>①スプレイヘッドサリフス(A/B) 外部リーク+BHR熱交換器CCW 通水弁114A/B開失敗+スプレイ 信号B信号の共同部(ユニバーサ ルカード等)開失敗</td> <td>2.7E-13</td> <td>34%</td> <td>8.0E-13</td> <td>格納容器内 自然対流冷却</td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table> <p>※電動弁の現場操作により炉心損傷を防止することができる可能性がある。</p>							事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (1/年)	寄与割合	全CDF (1/年)	炉心損傷防止対策	対策の有効性	小破断 LOCA +スプレイ再循環 失敗	①スプレイ熱交換器CCW通水弁178A開失敗CCF	6.7E-9	26%	2.6E-8	格納容器内 自然対流冷却	○	②スプレイ信号A(B)トレンス失敗 +スプレイ熱交換器CCW通水弁178B(A)開失敗	3.0E-9	11%	③再循環切替信号A(B)トレンス失敗 +スプレイ熱交換器CCW通水弁178B(A)開失敗	2.5E-9	9%	④178A開失敗 ⑤SWP-C出口手動弁303Cの試験後の戻し忘れ(HFE)	1.4E-9	5%	⑥スプレイ熱交換器CCW通水弁178A開失敗+ SWP-C出口手動弁303Cの試験後の戻し忘れ(HFE)	5.0E-10	2%	⑦再循環サブ隔離電動弁000A,B開失敗CCF	5.0E-10	2%	小破断 LOCA +スプレイ注入 失敗	①スプレイ信号A,B両トレンスCCF	5.4E-9	35%	1.6E-8	格納容器内 自然対流冷却	○	②スプレイポンプA,B起動失敗CCF	2.3E-9	15%	③スプレイポンプ熱交換器出口弁024A,B開失敗CCF	6.7E-10	4%	中破断 LOCA +スプレイ再循環 失敗	小破断 LOCAと同様			8.1E-9	小破断 LOCAと同様		中破断 LOCA +スプレイ注入 失敗	小破断 LOCAと同様			4.8E-9	小破断 LOCAと同様		大破断 LOCA +低圧再循環失敗 +スプレイ再循環 失敗	①BHRポンプA出口流量高信号発 信失敗+スプレイ信号Aトレンス失 敗+SWP-C出口手動弁303Cの試験 後の戻し忘れ(HFE)	4.5E-13	0%	7.8E-12	格納容器内 自然対流冷却	○*	②R2動力変圧器機能喪失による 「BHR熱交換器CCW通水弁 114A」及び「スプレイ熱交換器 CCW通水弁178A」開失敗+ SWP-C出口手動弁303Cの試験 後の戻し忘れ(HFE)	2.3E-13	3%	③BHRポンプA出口流量高信号発 信失敗+スプレイ熱交換器CCW 通水弁178A開失敗+SWP-C出 口手動弁303Cの試験後の戻し忘 れ(HFE)	1.9E-13	2%	大破断 LOCA +低圧再循環失敗 +スプレイ注入 失敗	①スプレイヘッドサリフス(A/B) 外部リーク+BHR熱交換器CCW 通水弁114A/B開失敗+スプレイ 信号B信号の共同部(ユニバーサ ルカード等)開失敗	2.7E-13	34%	8.0E-13	格納容器内 自然対流冷却	○	<p>第1-3表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（原子炉格納容器の除熱機能喪失）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>CDF (1/年)</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDF (1/年)</th> <th>寄与割合</th> <th>対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">小破断 LOCA +スプレイ再循環 失敗</td> <td rowspan="2">3.6E-08</td> <td>①格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁177A、開失敗 CCF</td> <td rowspan="2">9.4E-09</td> <td rowspan="2">26%</td> <td rowspan="2">格納容器内 自然対流冷却</td> <td rowspan="2">○</td> </tr> <tr> <td>②格納容器スプレイ系トレンス（B）試験による再循環停止 +格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁177B（A）開失敗</td> <td>3.0E-09</td> <td>8%</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">小破断 LOCA +スプレイ注入 失敗</td> <td rowspan="2">2.7E-08</td> <td>③格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外部隔離弁弁013A（B）開失敗 +格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁177A（A）開失敗</td> <td rowspan="2">2.3E-09</td> <td rowspan="2">6%</td> <td rowspan="2">格納容器内 自然対流冷却</td> <td rowspan="2">○</td> </tr> <tr> <td>④スプレイ信号A、且両トレンス失敗 CCF</td> <td>8.7E-09</td> <td>33%</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">中破断 LOCA +スプレイ再循環 失敗</td> <td rowspan="2">1.1E-08</td> <td>⑤格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外部隔離弁弁013A、開失敗 CCF</td> <td rowspan="2">9.4E-09</td> <td rowspan="2">35%</td> <td rowspan="2">格納容器内 自然対流冷却</td> <td rowspan="2">○</td> </tr> <tr> <td>⑥格納容器スプレイ系トレンス（B）試験による再循環停止 +格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁177B（A）開失敗</td> <td>3.0E-09</td> <td>11%</td> </tr> <tr> <td>中破断 LOCA +スプレイ注入 失敗</td> <td>8.0E-09</td> <td>小破断 LOCAと同様</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">大破断 LOCA +スプレイ再循環 失敗</td> <td rowspan="2">6.2E-12</td> <td>⑦格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外部隔離弁弁013A（B）開失敗 +余熱除去ポンプ（B）試験による再循環停止 +再循環サブスクリーンB（A）閉塞</td> <td rowspan="2">3.6E-13</td> <td rowspan="2">6%</td> <td rowspan="2">格納容器内 自然対流冷却</td> <td rowspan="2">○</td> </tr> <tr> <td>⑧スプレイポンプ（B）試験による再循環停止 +余熱除去冷却器補機冷却水出口弁117A（B）開失敗 +再循環サブスクリーンB（A）閉塞</td> <td>3.6E-13</td> <td>6%</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">大破断 LOCA +スプレイ注入 失敗</td> <td rowspan="2">3.0E-13</td> <td>⑨格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁177A（B）開失敗 +余熱除去ポンプ（A）試験による再循環停止 +再循環サブスクリーンB（A）閉塞</td> <td rowspan="2">3.1E-14</td> <td rowspan="2">11%</td> <td rowspan="2">格納容器内 自然対流冷却</td> <td rowspan="2">○</td> </tr> <tr> <td>⑩スプレイポンプ（A）試験による再循環停止 +余熱除去冷却器補機冷却水出口弁117A（B）開失敗</td> <td>2.6E-14</td> <td>9%</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">大破断 LOCA +低圧再循環失敗</td> <td rowspan="2">2.0E-14</td> <td>+H 信号、スプレイ信号B（A）トレンス故障（計装部品）故障</td> <td rowspan="2">2.0E-14</td> <td rowspan="2">7%</td> <td rowspan="2">格納容器内 自然対流冷却</td> <td rowspan="2">○</td> </tr> <tr> <td>⑪ 信号、スプレイ信号 B10 トレンス故障（計装部品）故障</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>							事故シーケンス	CDF (1/年)	主要なカットセット	CDF (1/年)	寄与割合	対策	対策の有効性	小破断 LOCA +スプレイ再循環 失敗	3.6E-08	①格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁177A、開失敗 CCF	9.4E-09	26%	格納容器内 自然対流冷却	○	②格納容器スプレイ系トレンス（B）試験による再循環停止 +格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁177B（A）開失敗	3.0E-09	8%	小破断 LOCA +スプレイ注入 失敗	2.7E-08	③格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外部隔離弁弁013A（B）開失敗 +格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁177A（A）開失敗	2.3E-09	6%	格納容器内 自然対流冷却	○	④スプレイ信号A、且両トレンス失敗 CCF	8.7E-09	33%	中破断 LOCA +スプレイ再循環 失敗	1.1E-08	⑤格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外部隔離弁弁013A、開失敗 CCF	9.4E-09	35%	格納容器内 自然対流冷却	○	⑥格納容器スプレイ系トレンス（B）試験による再循環停止 +格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁177B（A）開失敗	3.0E-09	11%	中破断 LOCA +スプレイ注入 失敗	8.0E-09	小破断 LOCAと同様					大破断 LOCA +スプレイ再循環 失敗	6.2E-12	⑦格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外部隔離弁弁013A（B）開失敗 +余熱除去ポンプ（B）試験による再循環停止 +再循環サブスクリーンB（A）閉塞	3.6E-13	6%	格納容器内 自然対流冷却	○	⑧スプレイポンプ（B）試験による再循環停止 +余熱除去冷却器補機冷却水出口弁117A（B）開失敗 +再循環サブスクリーンB（A）閉塞	3.6E-13	6%	大破断 LOCA +スプレイ注入 失敗	3.0E-13	⑨格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁177A（B）開失敗 +余熱除去ポンプ（A）試験による再循環停止 +再循環サブスクリーンB（A）閉塞	3.1E-14	11%	格納容器内 自然対流冷却	○	⑩スプレイポンプ（A）試験による再循環停止 +余熱除去冷却器補機冷却水出口弁117A（B）開失敗	2.6E-14	9%	大破断 LOCA +低圧再循環失敗	2.0E-14	+H 信号、スプレイ信号B（A）トレンス故障（計装部品）故障	2.0E-14	7%	格納容器内 自然対流冷却	○	⑪ 信号、スプレイ信号 B10 トレンス故障（計装部品）故障			<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■炉型の相違 ・炉型による事故シーケンスグループ及び対策の相違のため、原子炉格納容器の除熱機能喪失については大阪と比較する <p>【大阪】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価結果の相違 ・個別評価による相違
事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (1/年)	寄与割合	全CDF (1/年)	炉心損傷防止対策	対策の有効性																																																																																																																																																														
小破断 LOCA +スプレイ再循環 失敗	①スプレイ熱交換器CCW通水弁178A開失敗CCF	6.7E-9	26%	2.6E-8	格納容器内 自然対流冷却	○																																																																																																																																																														
	②スプレイ信号A(B)トレンス失敗 +スプレイ熱交換器CCW通水弁178B(A)開失敗	3.0E-9	11%																																																																																																																																																																	
	③再循環切替信号A(B)トレンス失敗 +スプレイ熱交換器CCW通水弁178B(A)開失敗	2.5E-9	9%																																																																																																																																																																	
	④178A開失敗 ⑤SWP-C出口手動弁303Cの試験後の戻し忘れ(HFE)	1.4E-9	5%																																																																																																																																																																	
	⑥スプレイ熱交換器CCW通水弁178A開失敗+ SWP-C出口手動弁303Cの試験後の戻し忘れ(HFE)	5.0E-10	2%																																																																																																																																																																	
	⑦再循環サブ隔離電動弁000A,B開失敗CCF	5.0E-10	2%																																																																																																																																																																	
小破断 LOCA +スプレイ注入 失敗	①スプレイ信号A,B両トレンスCCF	5.4E-9	35%	1.6E-8	格納容器内 自然対流冷却	○																																																																																																																																																														
	②スプレイポンプA,B起動失敗CCF	2.3E-9	15%																																																																																																																																																																	
	③スプレイポンプ熱交換器出口弁024A,B開失敗CCF	6.7E-10	4%																																																																																																																																																																	
中破断 LOCA +スプレイ再循環 失敗	小破断 LOCAと同様			8.1E-9	小破断 LOCAと同様																																																																																																																																																															
中破断 LOCA +スプレイ注入 失敗	小破断 LOCAと同様			4.8E-9	小破断 LOCAと同様																																																																																																																																																															
大破断 LOCA +低圧再循環失敗 +スプレイ再循環 失敗	①BHRポンプA出口流量高信号発 信失敗+スプレイ信号Aトレンス失 敗+SWP-C出口手動弁303Cの試験 後の戻し忘れ(HFE)	4.5E-13	0%	7.8E-12	格納容器内 自然対流冷却	○*																																																																																																																																																														
	②R2動力変圧器機能喪失による 「BHR熱交換器CCW通水弁 114A」及び「スプレイ熱交換器 CCW通水弁178A」開失敗+ SWP-C出口手動弁303Cの試験 後の戻し忘れ(HFE)	2.3E-13	3%																																																																																																																																																																	
	③BHRポンプA出口流量高信号発 信失敗+スプレイ熱交換器CCW 通水弁178A開失敗+SWP-C出 口手動弁303Cの試験後の戻し忘 れ(HFE)	1.9E-13	2%																																																																																																																																																																	
大破断 LOCA +低圧再循環失敗 +スプレイ注入 失敗	①スプレイヘッドサリフス(A/B) 外部リーク+BHR熱交換器CCW 通水弁114A/B開失敗+スプレイ 信号B信号の共同部(ユニバーサ ルカード等)開失敗	2.7E-13	34%	8.0E-13	格納容器内 自然対流冷却	○																																																																																																																																																														
事故シーケンス	CDF (1/年)	主要なカットセット	CDF (1/年)	寄与割合	対策	対策の有効性																																																																																																																																																														
小破断 LOCA +スプレイ再循環 失敗	3.6E-08	①格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁177A、開失敗 CCF	9.4E-09	26%	格納容器内 自然対流冷却	○																																																																																																																																																														
		②格納容器スプレイ系トレンス（B）試験による再循環停止 +格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁177B（A）開失敗					3.0E-09	8%																																																																																																																																																												
小破断 LOCA +スプレイ注入 失敗	2.7E-08	③格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外部隔離弁弁013A（B）開失敗 +格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁177A（A）開失敗	2.3E-09	6%	格納容器内 自然対流冷却	○																																																																																																																																																														
		④スプレイ信号A、且両トレンス失敗 CCF					8.7E-09	33%																																																																																																																																																												
中破断 LOCA +スプレイ再循環 失敗	1.1E-08	⑤格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外部隔離弁弁013A、開失敗 CCF	9.4E-09	35%	格納容器内 自然対流冷却	○																																																																																																																																																														
		⑥格納容器スプレイ系トレンス（B）試験による再循環停止 +格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁177B（A）開失敗					3.0E-09	11%																																																																																																																																																												
中破断 LOCA +スプレイ注入 失敗	8.0E-09	小破断 LOCAと同様																																																																																																																																																																		
大破断 LOCA +スプレイ再循環 失敗	6.2E-12	⑦格納容器スプレイ冷却器出口 C/V 外部隔離弁弁013A（B）開失敗 +余熱除去ポンプ（B）試験による再循環停止 +再循環サブスクリーンB（A）閉塞	3.6E-13	6%	格納容器内 自然対流冷却	○																																																																																																																																																														
		⑧スプレイポンプ（B）試験による再循環停止 +余熱除去冷却器補機冷却水出口弁117A（B）開失敗 +再循環サブスクリーンB（A）閉塞					3.6E-13	6%																																																																																																																																																												
大破断 LOCA +スプレイ注入 失敗	3.0E-13	⑨格納容器スプレイ冷却器補機冷却水出口弁177A（B）開失敗 +余熱除去ポンプ（A）試験による再循環停止 +再循環サブスクリーンB（A）閉塞	3.1E-14	11%	格納容器内 自然対流冷却	○																																																																																																																																																														
		⑩スプレイポンプ（A）試験による再循環停止 +余熱除去冷却器補機冷却水出口弁117A（B）開失敗					2.6E-14	9%																																																																																																																																																												
大破断 LOCA +低圧再循環失敗	2.0E-14	+H 信号、スプレイ信号B（A）トレンス故障（計装部品）故障	2.0E-14	7%	格納容器内 自然対流冷却	○																																																																																																																																																														
		⑪ 信号、スプレイ信号 B10 トレンス故障（計装部品）故障																																																																																																																																																																		
<p>【主要なカットセットに対する検討】</p>							<p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○第1-3表により、事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」については、炉心損傷頻度の約54%のカットセットを確認した。なお、「原子炉格納容器の除熱機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が0.1%未満であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。</p> <p>○「小破断 LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗」、「中破断 LOCA+格納容器スプレイ再循環失敗」については、格納容器スプレイ再循環機能喪失の要因として、格納容器スプレイ冷却器に原子炉補機冷却水を通水する機器の故障や共通原因故障、格</p>							<p>【大阪】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載方針の相違 ・女川実績の反映 <p>【大阪】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載方針の相違 ・女川実績の反映 ・主なカットセットを記載 																																																																																																																																																						

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>○本グループに含まれる事故シーケンスは、格納容器スプレイ機能（注入／再循環）が喪失することにより原子炉格納容器が先行破損して炉心損傷に至る事故シーケンスである。格納容器スプレイ機能が喪失する要因としては、ポンプ故障、注入配管閉塞、水源喪失等が考えられるが、ここでは、格納容器スプレイクーラに原子炉補機冷却水を通水する弁の開操作失敗や格納容器スプレイ信号の発信失敗が支配的となっている。その場合でも、格納容器スプレイ系統を使用しない格納容器内自然対流冷却を実施することで炉心損傷防止が可能である。</p>		<p>納容器スプレイポンプの試験による待機除外、格納容器スプレイ系に関する機器故障が主要なカットセットとして挙げられている。</p> <p>○「小破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗」、「中破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗」については、格納容器スプレイ注入機能喪失の要因として、格納容器スプレイ作動信号の発信失敗の共通原因故障、格納容器スプレイ系に関する機器故障や共通原因故障、格納容器スプレイポンプの試験による待機除外が主要なカットセットとして挙げられている。</p> <p>○「大破断LOCA+低圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗」については、再循環機能喪失の要因として、格納容器スプレイ系に関する機器故障、余熱除去ポンプや格納容器スプレイポンプの試験による待機除外、余熱除去冷却器や格納容器スプレイ冷却器に原子炉補機冷却水を通水する機器の故障、再循環サンブスクリーンの閉塞が主要なカットセットとして挙げられている。</p> <p>○「大破断LOCA+格納容器スプレイ注入失敗+低圧再循環失敗」については、格納容器内除熱機能喪失の要因として、格納容器スプレイ系に関する機器の故障や共通原因故障、余熱除去冷却器に原子炉補機冷却水を通水する機器の故障、格納容器スプレイポンプの試験による待機除外、非常用炉心冷却設備作動信号（S信号）や格納容器スプレイ作動信号の発信失敗が主要なカットセットとして挙げられている。</p> <p>○本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、格納容器スプレイ機能（注入／再循環）が喪失することにより原子炉格納容器が先行破損して炉心損傷に至る事故シーケンスである。格納容器スプレイ機能が喪失する要因としては、ポンプ故障、注入配管閉塞、水源喪失等が考えられるが、ここでは、格納容器スプレイ冷却器に原子炉補機冷却水を通水する弁の開操作失敗や格納容器スプレイ信号の発信失敗が支配的となっている。その場合でも、格納容器スプレイ系を使用しない格納容器内自然対流冷却を実施することで炉心損傷防止が可能である。</p>	<p>【大飯】 ■記載方針の相違 ・女川実績の反映 ・主なカットセットを記載</p> <p>【大飯】 ■記載方針の相違 ・女川実績の反映 ・主なカットセットを記載</p> <p>【大飯】 ■記載方針の相違 ・女川実績の反映 ・主なカットセットを記載</p> <p>【大飯】 ■記載表現の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																																																																																																																																																			
	<p style="text-align: center;">第1-4表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（崩壊熱除去機能喪失）</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>CFR (1/10⁻⁶)</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CFR (1/10⁻⁶)</th> <th>CFR (割合)</th> <th>対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">崩壊熱除去機能喪失</td> <td rowspan="4">5.1E-05</td> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>2.0E-05</td> <td>36.3%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉心損傷発生+炉心損傷発生</td> <td>8.2E-06</td> <td>14.7%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>1.2E-06</td> <td>2.1%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>1.2E-06</td> <td>2.1%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">崩壊熱除去機能喪失</td> <td rowspan="4">5.1E-05</td> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>2.2E-05</td> <td>38.2%</td> <td>炉心損傷発生時アクティブ化</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉心損傷発生+炉心損傷発生</td> <td>2.0E-06</td> <td>3.5%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>1.2E-06</td> <td>2.1%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>1.2E-06</td> <td>2.1%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">炉心損傷発生+炉心損傷発生</td> <td rowspan="4">2.7E-06</td> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>8.1E-07</td> <td>29.2%</td> <td>炉心損傷発生時アクティブ化</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉心損傷発生+炉心損傷発生</td> <td>8.4E-07</td> <td>31.0%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>1.0E-07</td> <td>3.6%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>1.0E-07</td> <td>3.6%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">炉心損傷発生+炉心損傷発生</td> <td rowspan="4">1.2E-06</td> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>2.0E-07</td> <td>14.1%</td> <td>炉心損傷発生時アクティブ化</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉心損傷発生+炉心損傷発生</td> <td>1.2E-06</td> <td>99.9%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>1.2E-07</td> <td>9.9%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>1.2E-07</td> <td>9.9%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">炉心損傷発生+炉心損傷発生</td> <td rowspan="4">1.2E-06</td> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>2.0E-07</td> <td>14.1%</td> <td>炉心損傷発生時アクティブ化</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉心損傷発生+炉心損傷発生</td> <td>1.2E-06</td> <td>99.9%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>1.2E-07</td> <td>9.9%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>1.2E-07</td> <td>9.9%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">炉心損傷発生+炉心損傷発生</td> <td rowspan="4">1.2E-06</td> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>2.0E-07</td> <td>14.1%</td> <td>炉心損傷発生時アクティブ化</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉心損傷発生+炉心損傷発生</td> <td>1.2E-06</td> <td>99.9%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>1.2E-07</td> <td>9.9%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>1.2E-07</td> <td>9.9%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">炉心損傷発生+炉心損傷発生</td> <td rowspan="4">5.2E-06</td> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>2.0E-06</td> <td>38.5%</td> <td>炉心損傷発生時アクティブ化</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉心損傷発生+炉心損傷発生</td> <td>1.0E-06</td> <td>19.2%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>1.0E-06</td> <td>19.2%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>1.2E-06</td> <td>22.9%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">炉心損傷発生+炉心損傷発生</td> <td rowspan="4">5.2E-06</td> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>2.0E-06</td> <td>38.5%</td> <td>炉心損傷発生時アクティブ化</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉心損傷発生+炉心損傷発生</td> <td>1.0E-06</td> <td>19.2%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>1.0E-06</td> <td>19.2%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>1.2E-06</td> <td>22.9%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">炉心損傷発生+炉心損傷発生</td> <td rowspan="4">5.2E-06</td> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>2.0E-06</td> <td>38.5%</td> <td>炉心損傷発生時アクティブ化</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉心損傷発生+炉心損傷発生</td> <td>1.0E-06</td> <td>19.2%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>1.0E-06</td> <td>19.2%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>1.2E-06</td> <td>22.9%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">炉心損傷発生+炉心損傷発生</td> <td rowspan="4">5.2E-06</td> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>2.0E-06</td> <td>38.5%</td> <td>炉心損傷発生時アクティブ化</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉心損傷発生+炉心損傷発生</td> <td>1.0E-06</td> <td>19.2%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>1.0E-06</td> <td>19.2%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>炉内管束破断+炉心損傷発生</td> <td>1.2E-06</td> <td>22.9%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table> <p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○第1-4表より、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」については、炉心損傷頻度の約89%のカットセットを確認した。なお、「崩壊熱除去機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が約99.7%であり、全炉心損傷頻度のほとんどを占める事故シーケンスグループである。</p> <p>○本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、崩壊熱除去機能の喪失によりサブプレッションプール水温が上昇する等の要因により注水機能が喪失し、格納容器破損に至るシーケンスである。崩壊熱除去機能が喪失する要因としては、残留熱除去系</p>	事故シーケンス	CFR (1/10 ⁻⁶)	主要なカットセット	CFR (1/10 ⁻⁶)	CFR (割合)	対策	対策の有効性	崩壊熱除去機能喪失	5.1E-05	炉内管束破断+炉心損傷発生	2.0E-05	36.3%		○	炉心損傷発生+炉心損傷発生	8.2E-06	14.7%		○	炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-06	2.1%		○	炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-06	2.1%		○	崩壊熱除去機能喪失	5.1E-05	炉内管束破断+炉心損傷発生	2.2E-05	38.2%	炉心損傷発生時アクティブ化	○	炉心損傷発生+炉心損傷発生	2.0E-06	3.5%		○	炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-06	2.1%		○	炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-06	2.1%		○	炉心損傷発生+炉心損傷発生	2.7E-06	炉内管束破断+炉心損傷発生	8.1E-07	29.2%	炉心損傷発生時アクティブ化	○	炉心損傷発生+炉心損傷発生	8.4E-07	31.0%		○	炉内管束破断+炉心損傷発生	1.0E-07	3.6%		○	炉内管束破断+炉心損傷発生	1.0E-07	3.6%		○	炉心損傷発生+炉心損傷発生	1.2E-06	炉内管束破断+炉心損傷発生	2.0E-07	14.1%	炉心損傷発生時アクティブ化	○	炉心損傷発生+炉心損傷発生	1.2E-06	99.9%		○	炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-07	9.9%		○	炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-07	9.9%		○	炉心損傷発生+炉心損傷発生	1.2E-06	炉内管束破断+炉心損傷発生	2.0E-07	14.1%	炉心損傷発生時アクティブ化	○	炉心損傷発生+炉心損傷発生	1.2E-06	99.9%		○	炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-07	9.9%		○	炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-07	9.9%		○	炉心損傷発生+炉心損傷発生	1.2E-06	炉内管束破断+炉心損傷発生	2.0E-07	14.1%	炉心損傷発生時アクティブ化	○	炉心損傷発生+炉心損傷発生	1.2E-06	99.9%		○	炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-07	9.9%		○	炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-07	9.9%		○	炉心損傷発生+炉心損傷発生	5.2E-06	炉内管束破断+炉心損傷発生	2.0E-06	38.5%	炉心損傷発生時アクティブ化	○	炉心損傷発生+炉心損傷発生	1.0E-06	19.2%		○	炉内管束破断+炉心損傷発生	1.0E-06	19.2%		○	炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-06	22.9%		○	炉心損傷発生+炉心損傷発生	5.2E-06	炉内管束破断+炉心損傷発生	2.0E-06	38.5%	炉心損傷発生時アクティブ化	○	炉心損傷発生+炉心損傷発生	1.0E-06	19.2%		○	炉内管束破断+炉心損傷発生	1.0E-06	19.2%		○	炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-06	22.9%		○	炉心損傷発生+炉心損傷発生	5.2E-06	炉内管束破断+炉心損傷発生	2.0E-06	38.5%	炉心損傷発生時アクティブ化	○	炉心損傷発生+炉心損傷発生	1.0E-06	19.2%		○	炉内管束破断+炉心損傷発生	1.0E-06	19.2%		○	炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-06	22.9%		○	炉心損傷発生+炉心損傷発生	5.2E-06	炉内管束破断+炉心損傷発生	2.0E-06	38.5%	炉心損傷発生時アクティブ化	○	炉心損傷発生+炉心損傷発生	1.0E-06	19.2%		○	炉内管束破断+炉心損傷発生	1.0E-06	19.2%		○	炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-06	22.9%		○		<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■炉型の相違 ・炉型による事故シーケンスグループ及び対策の相違 (BWR特有、泊は該当せず)
事故シーケンス	CFR (1/10 ⁻⁶)	主要なカットセット	CFR (1/10 ⁻⁶)	CFR (割合)	対策	対策の有効性																																																																																																																																																																																																																																
崩壊熱除去機能喪失	5.1E-05	炉内管束破断+炉心損傷発生	2.0E-05	36.3%		○																																																																																																																																																																																																																																
		炉心損傷発生+炉心損傷発生	8.2E-06	14.7%		○																																																																																																																																																																																																																																
		炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-06	2.1%		○																																																																																																																																																																																																																																
		炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-06	2.1%		○																																																																																																																																																																																																																																
崩壊熱除去機能喪失	5.1E-05	炉内管束破断+炉心損傷発生	2.2E-05	38.2%	炉心損傷発生時アクティブ化	○																																																																																																																																																																																																																																
		炉心損傷発生+炉心損傷発生	2.0E-06	3.5%		○																																																																																																																																																																																																																																
		炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-06	2.1%		○																																																																																																																																																																																																																																
		炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-06	2.1%		○																																																																																																																																																																																																																																
炉心損傷発生+炉心損傷発生	2.7E-06	炉内管束破断+炉心損傷発生	8.1E-07	29.2%	炉心損傷発生時アクティブ化	○																																																																																																																																																																																																																																
		炉心損傷発生+炉心損傷発生	8.4E-07	31.0%		○																																																																																																																																																																																																																																
		炉内管束破断+炉心損傷発生	1.0E-07	3.6%		○																																																																																																																																																																																																																																
		炉内管束破断+炉心損傷発生	1.0E-07	3.6%		○																																																																																																																																																																																																																																
炉心損傷発生+炉心損傷発生	1.2E-06	炉内管束破断+炉心損傷発生	2.0E-07	14.1%	炉心損傷発生時アクティブ化	○																																																																																																																																																																																																																																
		炉心損傷発生+炉心損傷発生	1.2E-06	99.9%		○																																																																																																																																																																																																																																
		炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-07	9.9%		○																																																																																																																																																																																																																																
		炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-07	9.9%		○																																																																																																																																																																																																																																
炉心損傷発生+炉心損傷発生	1.2E-06	炉内管束破断+炉心損傷発生	2.0E-07	14.1%	炉心損傷発生時アクティブ化	○																																																																																																																																																																																																																																
		炉心損傷発生+炉心損傷発生	1.2E-06	99.9%		○																																																																																																																																																																																																																																
		炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-07	9.9%		○																																																																																																																																																																																																																																
		炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-07	9.9%		○																																																																																																																																																																																																																																
炉心損傷発生+炉心損傷発生	1.2E-06	炉内管束破断+炉心損傷発生	2.0E-07	14.1%	炉心損傷発生時アクティブ化	○																																																																																																																																																																																																																																
		炉心損傷発生+炉心損傷発生	1.2E-06	99.9%		○																																																																																																																																																																																																																																
		炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-07	9.9%		○																																																																																																																																																																																																																																
		炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-07	9.9%		○																																																																																																																																																																																																																																
炉心損傷発生+炉心損傷発生	5.2E-06	炉内管束破断+炉心損傷発生	2.0E-06	38.5%	炉心損傷発生時アクティブ化	○																																																																																																																																																																																																																																
		炉心損傷発生+炉心損傷発生	1.0E-06	19.2%		○																																																																																																																																																																																																																																
		炉内管束破断+炉心損傷発生	1.0E-06	19.2%		○																																																																																																																																																																																																																																
		炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-06	22.9%		○																																																																																																																																																																																																																																
炉心損傷発生+炉心損傷発生	5.2E-06	炉内管束破断+炉心損傷発生	2.0E-06	38.5%	炉心損傷発生時アクティブ化	○																																																																																																																																																																																																																																
		炉心損傷発生+炉心損傷発生	1.0E-06	19.2%		○																																																																																																																																																																																																																																
		炉内管束破断+炉心損傷発生	1.0E-06	19.2%		○																																																																																																																																																																																																																																
		炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-06	22.9%		○																																																																																																																																																																																																																																
炉心損傷発生+炉心損傷発生	5.2E-06	炉内管束破断+炉心損傷発生	2.0E-06	38.5%	炉心損傷発生時アクティブ化	○																																																																																																																																																																																																																																
		炉心損傷発生+炉心損傷発生	1.0E-06	19.2%		○																																																																																																																																																																																																																																
		炉内管束破断+炉心損傷発生	1.0E-06	19.2%		○																																																																																																																																																																																																																																
		炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-06	22.9%		○																																																																																																																																																																																																																																
炉心損傷発生+炉心損傷発生	5.2E-06	炉内管束破断+炉心損傷発生	2.0E-06	38.5%	炉心損傷発生時アクティブ化	○																																																																																																																																																																																																																																
		炉心損傷発生+炉心損傷発生	1.0E-06	19.2%		○																																																																																																																																																																																																																																
		炉内管束破断+炉心損傷発生	1.0E-06	19.2%		○																																																																																																																																																																																																																																
		炉内管束破断+炉心損傷発生	1.2E-06	22.9%		○																																																																																																																																																																																																																																

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>の手动操作失敗や補機冷却系である原子炉補機冷却系/原子炉補機冷却海水ポンプの共通原因故障による残留熱除去系の機能喪失が支配的となっている。</p> <p>これらの基事象に対しては、原子炉補機代替冷却水系による海水への熱除去機能の代替や、原子炉格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉心損傷を防止できる。</p> <p>○主要な事故シーケンスのうち、残留熱除去系の手动操作失敗や残留熱除去系ポンプの共通原因故障による炉心損傷に対しては、原子炉格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉心損傷を防止できる。</p> <p>○主要な事故シーケンスのうち、原子炉補機冷却系/原子炉補機冷却海水ポンプの共通原因故障による炉心損傷に対しては、原子炉補機代替冷却水系による海水への熱除去機能の代替や、原子炉格納容器フィルタベント系による大気への除熱により炉心損傷を防止できる。</p> <p>○事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に対する主要な対策と考えられる原子炉格納容器フィルタベント系は、残留熱除去系、原子炉補機冷却系及び原子炉補機冷却海水系に対して独立な系統であり、共通原因による機能喪失のリスクを可能な限り低減している。このことから、全炉心損傷頻度の約99.7%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対しては、有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。</p>		

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																															
<p>第1-4表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（原子炉停止機能喪失）</p> <table border="1" data-bbox="94 236 680 339"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDF (1/年)</th> <th>寄与割合</th> <th>全CDF (1/年)</th> <th>炉心損傷防止対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ATWS</td> <td>①原子炉トリップ回路作動失敗 CCF ②原子炉トリップ遮断器開失敗 CCF</td> <td>6.9E-9 5.2E-9</td> <td>57% 43%</td> <td>1.2E-8</td> <td>ATWS 緩和設備</td> <td>○ ○</td> </tr> </tbody> </table> <p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○本グループに含まれる事故シーケンスは、運転時の異常な過渡変化が発生した際に原子炉トリップに失敗する事象であるが、原子炉トリップに失敗するカットセットとして、共通要因故障による回路の作動失敗としゃ断器の開失敗が要因となっている。</p> <p>この場合においてもATWS緩和設備により炉心損傷防止が可能である。</p>	事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (1/年)	寄与割合	全CDF (1/年)	炉心損傷防止対策	対策の有効性	ATWS	①原子炉トリップ回路作動失敗 CCF ②原子炉トリップ遮断器開失敗 CCF	6.9E-9 5.2E-9	57% 43%	1.2E-8	ATWS 緩和設備	○ ○	<p>第1-5表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（原子炉停止機能喪失）</p> <table border="1" data-bbox="705 236 1292 416"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>CDF (1/年)</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDF (1/年)</th> <th>寄与割合</th> <th>対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>過渡事象 + 原子炉停止失敗</td> <td>3.0E-09</td> <td>過渡事象 + トリップアクチュエータリレー共通原因故障</td> <td>2.0E-09</td> <td>72.7%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>小破断LOCA + 原子炉停止失敗</td> <td>5.0E-12</td> <td>中破断LOCA + トリップアクチュエータリレー共通原因故障</td> <td>2.0E-12</td> <td>99.7%</td> <td>代替制御挿入機能 + 緊急降圧系内循環ポンプスタート</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>中破断LOCA + 原子炉停止失敗</td> <td>3.3E-12</td> <td>中破断LOCA + トリップアクチュエータリレー共通原因故障</td> <td>3.3E-12</td> <td>99.7%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>大破断LOCA + 原子炉停止失敗</td> <td>3.3E-13</td> <td>大破断LOCA + トリップアクチュエータリレー共通原因故障</td> <td>3.3E-13</td> <td>99.7%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table> <p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○第1-5表より、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」については炉心損傷頻度の約95%のカットセットを確認した。なお、「原子炉停止機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める割合が0.1%未満であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。</p> <p>○本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、運転時の異常な過渡変化又はLOCAが発生した際に原子炉トリップに失敗する事象であるが、原子炉トリップに失敗するカットセットとして、トリップアクチュエータリレーの共通原因故障による原子炉保護系の機能喪失が主要因となっている。</p> <p>炉心損傷防止対策としては、代替制御挿入機能、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能が有効である。さらに、過渡事象においては、代替原子炉再循環ポンプトリップ機能、ほう酸水注入系、自動減圧系作動阻止機能により、炉心損傷防止が可能である。</p>	事故シーケンス	CDF (1/年)	主要なカットセット	CDF (1/年)	寄与割合	対策	対策の有効性	過渡事象 + 原子炉停止失敗	3.0E-09	過渡事象 + トリップアクチュエータリレー共通原因故障	2.0E-09	72.7%		○	小破断LOCA + 原子炉停止失敗	5.0E-12	中破断LOCA + トリップアクチュエータリレー共通原因故障	2.0E-12	99.7%	代替制御挿入機能 + 緊急降圧系内循環ポンプスタート	○	中破断LOCA + 原子炉停止失敗	3.3E-12	中破断LOCA + トリップアクチュエータリレー共通原因故障	3.3E-12	99.7%		○	大破断LOCA + 原子炉停止失敗	3.3E-13	大破断LOCA + トリップアクチュエータリレー共通原因故障	3.3E-13	99.7%		○	<p>第1-4表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（原子炉停止機能喪失）</p> <table border="1" data-bbox="1312 236 1899 339"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>CDF (1/年)</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDF (1/年)</th> <th>寄与割合</th> <th>対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ATWS</td> <td>1.2E-8</td> <td>①ベレーックソフトウェア CCF ②原子炉トリップ遮断器開失敗 CCF</td> <td>7.1E-09 5.2E-09</td> <td>57% 42%</td> <td>英語要因故障対策 （自動制御盤） [ATWS 緩和設備]</td> <td>○ ○</td> </tr> </tbody> </table> <p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○第1-4表より、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」については炉心損傷頻度の約99%のカットセットを確認した。なお、「原子炉停止機能喪失」は全炉心損傷頻度に占める割合が0.1%未満であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。</p> <p>○本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、運転時の異常な過渡変化が発生した際に原子炉トリップに失敗する事象であるが、原子炉トリップに失敗するカットセットとして、ベレーックソフトウェアの共通原因故障と原子炉トリップ遮断器の開失敗が主要因となっている。</p> <p>炉心損傷防止対策としては、共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS 緩和設備）が有効である。さらに、緊急ほう酸濃縮操作により、炉心損傷防止が可能である。</p>	事故シーケンス	CDF (1/年)	主要なカットセット	CDF (1/年)	寄与割合	対策	対策の有効性	ATWS	1.2E-8	①ベレーックソフトウェア CCF ②原子炉トリップ遮断器開失敗 CCF	7.1E-09 5.2E-09	57% 42%	英語要因故障対策 （自動制御盤） [ATWS 緩和設備]	○ ○	<p>【女川】【大飯】</p> <p>■評価結果の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・個別評価による相違 <p>【女川】</p> <p>■評価結果の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・個別評価による相違 <p>【大飯】</p> <p>■記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川実績の反映 <p>【女川】</p> <p>■評価方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は「外部電源喪失」、「主給水流量喪失」及び「負荷の喪失」をATWSの評価対象としており、選定理由の詳細は別紙4に整理している。（大飯と同様） <p>【女川】【大飯】</p> <p>■評価結果の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉トリップ失敗に至る主な要因の相違 <p>【女川】</p> <p>■炉心損傷防止対策の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・炉型による相違（大飯に記載はないが原子炉停止機能喪失の対策として緊急ほう酸濃縮を整備していることは同様）
事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (1/年)	寄与割合	全CDF (1/年)	炉心損傷防止対策	対策の有効性																																																												
ATWS	①原子炉トリップ回路作動失敗 CCF ②原子炉トリップ遮断器開失敗 CCF	6.9E-9 5.2E-9	57% 43%	1.2E-8	ATWS 緩和設備	○ ○																																																												
事故シーケンス	CDF (1/年)	主要なカットセット	CDF (1/年)	寄与割合	対策	対策の有効性																																																												
過渡事象 + 原子炉停止失敗	3.0E-09	過渡事象 + トリップアクチュエータリレー共通原因故障	2.0E-09	72.7%		○																																																												
小破断LOCA + 原子炉停止失敗	5.0E-12	中破断LOCA + トリップアクチュエータリレー共通原因故障	2.0E-12	99.7%	代替制御挿入機能 + 緊急降圧系内循環ポンプスタート	○																																																												
中破断LOCA + 原子炉停止失敗	3.3E-12	中破断LOCA + トリップアクチュエータリレー共通原因故障	3.3E-12	99.7%		○																																																												
大破断LOCA + 原子炉停止失敗	3.3E-13	大破断LOCA + トリップアクチュエータリレー共通原因故障	3.3E-13	99.7%		○																																																												
事故シーケンス	CDF (1/年)	主要なカットセット	CDF (1/年)	寄与割合	対策	対策の有効性																																																												
ATWS	1.2E-8	①ベレーックソフトウェア CCF ②原子炉トリップ遮断器開失敗 CCF	7.1E-09 5.2E-09	57% 42%	英語要因故障対策 （自動制御盤） [ATWS 緩和設備]	○ ○																																																												

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大阪発電所3 / 4号炉						女川原子力発電所2号炉						泊発電所3号炉						相違理由																																																																																																																																																																																																						
<p>第1-5表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（ECCS注水機能喪失）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDF (09年)</th> <th>寄与割合</th> <th>全CDF (09年)</th> <th>炉心損傷防止対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="5">小破断 LOCA + 高圧注入失敗</td> <td>①低圧側注入ライン手動弁071B(C,D)閉塞</td> <td>4.8E-7</td> <td>44%</td> <td rowspan="5">2.2E-6</td> <td rowspan="5">2次冷却系強制冷却による低圧注入</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②低圧側注入ラインオリフィス02B(C,D)閉塞</td> <td>3.7E-7</td> <td>10%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>③低圧側注入ラインオリフィス00B(C,D)閉塞</td> <td>3.7E-7</td> <td>10%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>④低圧側注入ラインオリフィス98B(C,D)閉塞</td> <td>3.7E-7</td> <td>10%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>⑤低圧側注入ラインオリフィス10C閉塞</td> <td>1.3E-7</td> <td>3%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">中破断 LOCA + 高圧注入失敗</td> <td>小破断 LOCAと同様</td> <td></td> <td></td> <td>6.9E-7</td> <td>小破断 LOCAと同様</td> <td></td> </tr> <tr> <td>①8信号A,B両トレンCCF</td> <td>4.9E-10</td> <td>13%</td> <td></td> <td></td> <td>—</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">大破断 LOCA + 低圧注入失敗</td> <td>②RHRポンプ出口流量高信号A,B両トレンCCFによるミニフローライン弁01,011の閉塞</td> <td>4.9E-10</td> <td>13%</td> <td></td> <td></td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>③8信号A(B)トレン失敗+RHRポンプB(A)出口流量高信号発信失敗</td> <td>4.6E-10</td> <td>12%</td> <td></td> <td></td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>④RWS閉塞</td> <td>2.7E-10</td> <td>7%</td> <td>3.7E-9</td> <td>無し</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>⑤8信号Bトレン失敗+低圧注入系タイライン弁047A(B)閉塞</td> <td>2.4E-10</td> <td>7%</td> <td></td> <td></td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>⑥RHRポンプB出口流量高信号発信失敗+低圧注入系タイライン弁047A(B)閉塞</td> <td>2.4E-10</td> <td>7%</td> <td></td> <td></td> <td>—</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">中破断 LOCA + 高圧注入失敗</td> <td>⑦RHRポンプA(D)出口流量高信号発信失敗+RHRポンプB(A)出口流量高信号発信失敗</td> <td>2.3E-10</td> <td>6%</td> <td></td> <td></td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>①蓄圧タンク出口遮止弁134B,C,D閉塞</td> <td>1.8E-11</td> <td>68%</td> <td rowspan="3">2.6E-11</td> <td rowspan="3">無し</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>②蓄圧タンク2路の同時閉塞</td> <td>4.1E-12</td> <td>15%</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>③蓄圧タンクB(C,D)閉塞+蓄圧タンク出口電動弁132C(B,D)閉塞</td> <td>2.5E-12</td> <td>9%</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>大破断 LOCA + 高圧注入失敗</td> <td>中破断 LOCAと同様</td> <td></td> <td></td> <td>8.8E-12</td> <td>無し</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table>												事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (09年)	寄与割合	全CDF (09年)	炉心損傷防止対策	対策の有効性	小破断 LOCA + 高圧注入失敗	①低圧側注入ライン手動弁071B(C,D)閉塞	4.8E-7	44%	2.2E-6	2次冷却系強制冷却による低圧注入	○	②低圧側注入ラインオリフィス02B(C,D)閉塞	3.7E-7	10%	○	③低圧側注入ラインオリフィス00B(C,D)閉塞	3.7E-7	10%	○	④低圧側注入ラインオリフィス98B(C,D)閉塞	3.7E-7	10%	○	⑤低圧側注入ラインオリフィス10C閉塞	1.3E-7	3%	○	中破断 LOCA + 高圧注入失敗	小破断 LOCAと同様			6.9E-7	小破断 LOCAと同様		①8信号A,B両トレンCCF	4.9E-10	13%			—	大破断 LOCA + 低圧注入失敗	②RHRポンプ出口流量高信号A,B両トレンCCFによるミニフローライン弁01,011の閉塞	4.9E-10	13%			—	③8信号A(B)トレン失敗+RHRポンプB(A)出口流量高信号発信失敗	4.6E-10	12%			—	④RWS閉塞	2.7E-10	7%	3.7E-9	無し	—	⑤8信号Bトレン失敗+低圧注入系タイライン弁047A(B)閉塞	2.4E-10	7%			—	⑥RHRポンプB出口流量高信号発信失敗+低圧注入系タイライン弁047A(B)閉塞	2.4E-10	7%			—	中破断 LOCA + 高圧注入失敗	⑦RHRポンプA(D)出口流量高信号発信失敗+RHRポンプB(A)出口流量高信号発信失敗	2.3E-10	6%			—	①蓄圧タンク出口遮止弁134B,C,D閉塞	1.8E-11	68%	2.6E-11	無し	—	②蓄圧タンク2路の同時閉塞	4.1E-12	15%	—	③蓄圧タンクB(C,D)閉塞+蓄圧タンク出口電動弁132C(B,D)閉塞	2.5E-12	9%	—	大破断 LOCA + 高圧注入失敗	中破断 LOCAと同様			8.8E-12	無し	—	<p>第1-5表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（ECCS注水機能喪失）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDF (09年)</th> <th>寄与割合</th> <th>全CDF (09年)</th> <th>炉心損傷防止対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">小破断 LOCA + 高圧注入失敗</td> <td>①低圧側注入ライン手動弁00B (C) 閉塞</td> <td>6.5E-07</td> <td>20%</td> <td rowspan="3">2.3E-07</td> <td rowspan="3">2次冷却系強制冷却による低圧注入</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②低圧側注入ラインオリフィス 011 (B) 閉塞</td> <td>3.2E-07</td> <td>10%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>③低圧側注入ラインオリフィス 01B (B) 閉塞</td> <td>2.5E-07</td> <td>10%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">中破断 LOCA + 高圧注入失敗</td> <td>④高圧注入ポンプ出口 (V) 内側逆止弁041A閉塞</td> <td>1.7E-09</td> <td>28%</td> <td rowspan="4">2.6E-09</td> <td rowspan="4">2次冷却系強制冷却による低圧注入</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>⑤低圧側注入タンク蒸発器出口弁145, 146閉塞</td> <td>3.4E-09</td> <td>18%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>⑥低圧側注入タンク出口 (V) 内側逆止弁039A, B閉塞</td> <td>2.9E-09</td> <td>8.5%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>⑦低圧側注入タンク出口弁032A, B閉塞</td> <td>2.5E-09</td> <td>8.5%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">大破断 LOCA + 低圧注入失敗</td> <td>⑧8信号A, B両トレンCCF</td> <td>3.3E-10</td> <td>18%</td> <td rowspan="3">3.3E-10</td> <td rowspan="3">無し</td> <td>×</td> </tr> <tr> <td>⑨RHRポンプ出口流量高信号A, B両トレン (CF) によるミニフローライン弁001, 011の閉塞</td> <td>3.2E-10</td> <td>18%</td> <td>×</td> </tr> <tr> <td>⑩燃料取扱用ホスト閉塞</td> <td>2.7E-10</td> <td>9.5%</td> <td>×</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">中破断 LOCA + 高圧注入失敗</td> <td>⑪低圧側注入ライン遮止弁137B, C閉塞</td> <td>1.1E-11</td> <td>43%</td> <td rowspan="3">1.1E-11</td> <td rowspan="3">無し</td> <td>×</td> </tr> <tr> <td>⑫低圧側注入ライン遮止弁134B, C閉塞</td> <td>1.1E-11</td> <td>43%</td> <td>×</td> </tr> <tr> <td>⑬蓄圧タンクB, C閉塞</td> <td>1.1E-12</td> <td>5.5%</td> <td>×</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">大破断 LOCA + 高圧注入失敗</td> <td>⑭蓄圧タンクB (C) 閉塞</td> <td>6.2E-09</td> <td>66%</td> <td rowspan="2">1.9E-09</td> <td rowspan="2">無し</td> <td>×</td> </tr> <tr> <td>⑮蓄圧タンク出口電動弁132B (C) 閉塞</td> <td>1.9E-09</td> <td>20%</td> <td>×</td> </tr> <tr> <td></td> <td>⑯蓄圧タンク出口遮止弁135B (C) 閉塞</td> <td>4.2E-10</td> <td>4.5%</td> <td></td> <td></td> <td>×</td> </tr> </tbody> </table>												事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (09年)	寄与割合	全CDF (09年)	炉心損傷防止対策	対策の有効性	小破断 LOCA + 高圧注入失敗	①低圧側注入ライン手動弁00B (C) 閉塞	6.5E-07	20%	2.3E-07	2次冷却系強制冷却による低圧注入	○	②低圧側注入ラインオリフィス 011 (B) 閉塞	3.2E-07	10%	○	③低圧側注入ラインオリフィス 01B (B) 閉塞	2.5E-07	10%	○	中破断 LOCA + 高圧注入失敗	④高圧注入ポンプ出口 (V) 内側逆止弁041A閉塞	1.7E-09	28%	2.6E-09	2次冷却系強制冷却による低圧注入	○	⑤低圧側注入タンク蒸発器出口弁145, 146閉塞	3.4E-09	18%	○	⑥低圧側注入タンク出口 (V) 内側逆止弁039A, B閉塞	2.9E-09	8.5%	○	⑦低圧側注入タンク出口弁032A, B閉塞	2.5E-09	8.5%	○	大破断 LOCA + 低圧注入失敗	⑧8信号A, B両トレンCCF	3.3E-10	18%	3.3E-10	無し	×	⑨RHRポンプ出口流量高信号A, B両トレン (CF) によるミニフローライン弁001, 011の閉塞	3.2E-10	18%	×	⑩燃料取扱用ホスト閉塞	2.7E-10	9.5%	×	中破断 LOCA + 高圧注入失敗	⑪低圧側注入ライン遮止弁137B, C閉塞	1.1E-11	43%	1.1E-11	無し	×	⑫低圧側注入ライン遮止弁134B, C閉塞	1.1E-11	43%	×	⑬蓄圧タンクB, C閉塞	1.1E-12	5.5%	×	大破断 LOCA + 高圧注入失敗	⑭蓄圧タンクB (C) 閉塞	6.2E-09	66%	1.9E-09	無し	×	⑮蓄圧タンク出口電動弁132B (C) 閉塞	1.9E-09	20%	×		⑯蓄圧タンク出口遮止弁135B (C) 閉塞	4.2E-10	4.5%			×	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■炉型の相違 ・炉型による事故シーケンスグループ及び対策の相違のため、ECCS注水機能喪失については大阪と比較する <p>【大阪】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価結果の相違 ・個別評価による相違 	
事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (09年)	寄与割合	全CDF (09年)	炉心損傷防止対策	対策の有効性																																																																																																																																																																																																																		
小破断 LOCA + 高圧注入失敗	①低圧側注入ライン手動弁071B(C,D)閉塞	4.8E-7	44%	2.2E-6	2次冷却系強制冷却による低圧注入	○																																																																																																																																																																																																																		
	②低圧側注入ラインオリフィス02B(C,D)閉塞	3.7E-7	10%			○																																																																																																																																																																																																																		
	③低圧側注入ラインオリフィス00B(C,D)閉塞	3.7E-7	10%			○																																																																																																																																																																																																																		
	④低圧側注入ラインオリフィス98B(C,D)閉塞	3.7E-7	10%			○																																																																																																																																																																																																																		
	⑤低圧側注入ラインオリフィス10C閉塞	1.3E-7	3%			○																																																																																																																																																																																																																		
中破断 LOCA + 高圧注入失敗	小破断 LOCAと同様			6.9E-7	小破断 LOCAと同様																																																																																																																																																																																																																			
	①8信号A,B両トレンCCF	4.9E-10	13%			—																																																																																																																																																																																																																		
大破断 LOCA + 低圧注入失敗	②RHRポンプ出口流量高信号A,B両トレンCCFによるミニフローライン弁01,011の閉塞	4.9E-10	13%			—																																																																																																																																																																																																																		
	③8信号A(B)トレン失敗+RHRポンプB(A)出口流量高信号発信失敗	4.6E-10	12%			—																																																																																																																																																																																																																		
	④RWS閉塞	2.7E-10	7%	3.7E-9	無し	—																																																																																																																																																																																																																		
	⑤8信号Bトレン失敗+低圧注入系タイライン弁047A(B)閉塞	2.4E-10	7%			—																																																																																																																																																																																																																		
	⑥RHRポンプB出口流量高信号発信失敗+低圧注入系タイライン弁047A(B)閉塞	2.4E-10	7%			—																																																																																																																																																																																																																		
中破断 LOCA + 高圧注入失敗	⑦RHRポンプA(D)出口流量高信号発信失敗+RHRポンプB(A)出口流量高信号発信失敗	2.3E-10	6%			—																																																																																																																																																																																																																		
	①蓄圧タンク出口遮止弁134B,C,D閉塞	1.8E-11	68%	2.6E-11	無し	—																																																																																																																																																																																																																		
	②蓄圧タンク2路の同時閉塞	4.1E-12	15%			—																																																																																																																																																																																																																		
③蓄圧タンクB(C,D)閉塞+蓄圧タンク出口電動弁132C(B,D)閉塞	2.5E-12	9%	—																																																																																																																																																																																																																					
大破断 LOCA + 高圧注入失敗	中破断 LOCAと同様			8.8E-12	無し	—																																																																																																																																																																																																																		
事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (09年)	寄与割合	全CDF (09年)	炉心損傷防止対策	対策の有効性																																																																																																																																																																																																																		
小破断 LOCA + 高圧注入失敗	①低圧側注入ライン手動弁00B (C) 閉塞	6.5E-07	20%	2.3E-07	2次冷却系強制冷却による低圧注入	○																																																																																																																																																																																																																		
	②低圧側注入ラインオリフィス 011 (B) 閉塞	3.2E-07	10%			○																																																																																																																																																																																																																		
	③低圧側注入ラインオリフィス 01B (B) 閉塞	2.5E-07	10%			○																																																																																																																																																																																																																		
中破断 LOCA + 高圧注入失敗	④高圧注入ポンプ出口 (V) 内側逆止弁041A閉塞	1.7E-09	28%	2.6E-09	2次冷却系強制冷却による低圧注入	○																																																																																																																																																																																																																		
	⑤低圧側注入タンク蒸発器出口弁145, 146閉塞	3.4E-09	18%			○																																																																																																																																																																																																																		
	⑥低圧側注入タンク出口 (V) 内側逆止弁039A, B閉塞	2.9E-09	8.5%			○																																																																																																																																																																																																																		
	⑦低圧側注入タンク出口弁032A, B閉塞	2.5E-09	8.5%			○																																																																																																																																																																																																																		
大破断 LOCA + 低圧注入失敗	⑧8信号A, B両トレンCCF	3.3E-10	18%	3.3E-10	無し	×																																																																																																																																																																																																																		
	⑨RHRポンプ出口流量高信号A, B両トレン (CF) によるミニフローライン弁001, 011の閉塞	3.2E-10	18%			×																																																																																																																																																																																																																		
	⑩燃料取扱用ホスト閉塞	2.7E-10	9.5%			×																																																																																																																																																																																																																		
中破断 LOCA + 高圧注入失敗	⑪低圧側注入ライン遮止弁137B, C閉塞	1.1E-11	43%	1.1E-11	無し	×																																																																																																																																																																																																																		
	⑫低圧側注入ライン遮止弁134B, C閉塞	1.1E-11	43%			×																																																																																																																																																																																																																		
	⑬蓄圧タンクB, C閉塞	1.1E-12	5.5%			×																																																																																																																																																																																																																		
大破断 LOCA + 高圧注入失敗	⑭蓄圧タンクB (C) 閉塞	6.2E-09	66%	1.9E-09	無し	×																																																																																																																																																																																																																		
	⑮蓄圧タンク出口電動弁132B (C) 閉塞	1.9E-09	20%			×																																																																																																																																																																																																																		
	⑯蓄圧タンク出口遮止弁135B (C) 閉塞	4.2E-10	4.5%			×																																																																																																																																																																																																																		
<p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○本グループに含まれる事故シーケンスは、「中、小破断LOCA+高圧注入失敗」が支配的となっており、これらの事故シーケンスは高圧注入機能が喪失して炉心損傷に至る事故シーケンスである。高圧注入系が喪失する要因として、ポンプ故障、注入配管閉塞、水源喪失等が考えられるが、ここでは、注入ラインの手動弁やオリフィスが閉塞することによる注入ライン閉塞が支配的である。その場合でも、炉心損傷防止対策として2次冷却系強制冷却による1次冷却系の減圧後、閉塞した高圧注入系と別の系統から低圧注入等を実施することで炉心損傷を防止することが可能である。</p>						<p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○第1-5表により、事故シーケンスグループ「ECCS注水機能喪失」については炉心損傷頻度の約87%のカットセットを確認した。なお、「ECCS注水機能喪失」については全炉心損傷頻度に占める割合が約0.6%であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。</p> <p>○本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、「中、小破断LOCA+高圧注入失敗」が支配的となっており、これらの事故シーケンスは高圧注入機能が喪失して炉心損傷に至る事故シーケンスである。高圧注入系が喪失する要因として、ポンプ故障、注入配管閉塞、水源喪失等が考えられ、カットセットとして注入配管閉塞、高圧注入系の弁の共通原因故障が挙げられるが、ここでは、注入ラインの手動弁やオリフィスが閉塞することによる注入配管閉塞が支配的である。その場合でも、炉心損傷防止対策として2次冷却系強制冷却による1次冷却系の減圧後、閉塞した高圧注入系と別の系統から低圧注入等を実施することで炉心損傷を防止することが可能である。</p>						<p>【大阪】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載方針の相違 ・女川実績の反映 <p>【大阪】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載方針の相違 ・女川実績の反映 ・主なカットセットを記載 																																																																																																																																																																																																												

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>○一方、「大破断LOCA+低圧注入失敗」、「大破断LOCA+蓄圧注入失敗」、「中破断LOCA+蓄圧注入失敗」の事故シーケンスは国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難なものであるが、全炉心損傷頻度への寄与は小さい。また、炉心損傷防止は困難であるが、例えば、「大、中破断LOCA+蓄圧注入失敗」の事故シーケンスの場合、高圧注入や代替低圧注入ポンプ等を活用して何らかの形で注水することで炉心損傷の拡大を抑制する等の影響緩和に期待できる可能性がある。</p>		<p>○一方、「大破断LOCA+低圧注入失敗」、「大、中破断LOCA+蓄圧注入失敗」の事故シーケンスは国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難なものであるが、全炉心損傷頻度への寄与は小さい。また、炉心損傷防止は困難であるが、例えば、「大、中破断LOCA+蓄圧注入失敗」の事故シーケンスの場合、高圧注入や代替格納容器スプレイポンプ等を活用して何らかの形で注水することで炉心損傷の拡大を抑制する等の影響緩和に期待できる可能性がある。</p>	

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																
<p>第1-6表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（ECCS再循環機能喪失）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDF (0/年)</th> <th>寄与割合</th> <th>全CDF (0/年)</th> <th>炉心損傷防止対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="7">小破断 LOCA + 高圧再循環失敗</td> <td>①再循環切替信号A,B両トレンCCF</td> <td>5.2E-9</td> <td>31%</td> <td rowspan="7">1.7E-8</td> <td rowspan="7">2次冷却系強制冷却による低圧再循環又は代替再循環</td> <td>○^{※1}</td> </tr> <tr> <td>②再循環切替信号A(B)トレン失敗 + 高圧注入系ライン弁086(A/B)閉塞</td> <td>2.5E-9</td> <td>15%</td> <td>○^{※1}</td> </tr> <tr> <td>③高圧注入系ライン弁086(A/B)閉塞 + SWP-C出口手動弁503Cの試験後の戻し忘れ(H/E)</td> <td>1.2E-9</td> <td>7%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>④再循環切替信号Aトレン失敗 + SWP-C出口手動弁503Cの試験後の戻し忘れ(H/E)</td> <td>1.2E-9</td> <td>7%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>⑤8信号Aトレン失敗 + SWP-C出口手動弁503Cの試験後の戻し忘れ(H/E)</td> <td>1.1E-9</td> <td>7%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>⑥再循環サンプスクリーンA,B閉塞CCF</td> <td>8.5E-10</td> <td>5%</td> <td>○^{※2}</td> </tr> <tr> <td>⑦再循環サンプ隔離電動弁093A,B開失敗CCF</td> <td>5.1E-10</td> <td>3%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>中破断 LOCA + 高圧再循環失敗</td> <td>小破断 LOCAと同様</td> <td></td> <td></td> <td>5.2E-9</td> <td>小破断 LOCAと同様</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="5">大破断 LOCA + 低圧再循環失敗 + 高圧再循環失敗</td> <td>①再循環切替信号A,B両トレンCCF</td> <td>5.2E-10</td> <td>57%</td> <td rowspan="5">9.2E-10</td> <td rowspan="5">代替再循環</td> <td>○^{※1}</td> </tr> <tr> <td>②再循環切替信号Aトレン失敗 + SWP-C出口手動弁503Cの試験後の戻し忘れ(H/E)</td> <td>1.2E-10</td> <td>13%</td> <td>○^{※1}</td> </tr> <tr> <td>③8信号Aトレン失敗 + SWP-C出口手動弁503Cの試験後の戻し忘れ(H/E)</td> <td>1.1E-10</td> <td>12%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>④再循環サンプスクリーンA,B閉塞CCF</td> <td>8.5E-11</td> <td>9%</td> <td>○^{※2}</td> </tr> <tr> <td>⑤再循環サンプ隔離電動弁093A,B開失敗CCF</td> <td>6.8E-11</td> <td>7%</td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：手動による再循環切替を実施することにより炉心損傷が防止できる可能性がある。 ※2：RWS P補給による注入継続等により炉心損傷が防止できる可能性がある。</p>	事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (0/年)	寄与割合	全CDF (0/年)	炉心損傷防止対策	対策の有効性	小破断 LOCA + 高圧再循環失敗	①再循環切替信号A,B両トレンCCF	5.2E-9	31%	1.7E-8	2次冷却系強制冷却による低圧再循環又は代替再循環	○ ^{※1}	②再循環切替信号A(B)トレン失敗 + 高圧注入系ライン弁086(A/B)閉塞	2.5E-9	15%	○ ^{※1}	③高圧注入系ライン弁086(A/B)閉塞 + SWP-C出口手動弁503Cの試験後の戻し忘れ(H/E)	1.2E-9	7%	○	④再循環切替信号Aトレン失敗 + SWP-C出口手動弁503Cの試験後の戻し忘れ(H/E)	1.2E-9	7%	○	⑤8信号Aトレン失敗 + SWP-C出口手動弁503Cの試験後の戻し忘れ(H/E)	1.1E-9	7%	○	⑥再循環サンプスクリーンA,B閉塞CCF	8.5E-10	5%	○ ^{※2}	⑦再循環サンプ隔離電動弁093A,B開失敗CCF	5.1E-10	3%	○	中破断 LOCA + 高圧再循環失敗	小破断 LOCAと同様			5.2E-9	小破断 LOCAと同様		大破断 LOCA + 低圧再循環失敗 + 高圧再循環失敗	①再循環切替信号A,B両トレンCCF	5.2E-10	57%	9.2E-10	代替再循環	○ ^{※1}	②再循環切替信号Aトレン失敗 + SWP-C出口手動弁503Cの試験後の戻し忘れ(H/E)	1.2E-10	13%	○ ^{※1}	③8信号Aトレン失敗 + SWP-C出口手動弁503Cの試験後の戻し忘れ(H/E)	1.1E-10	12%	○	④再循環サンプスクリーンA,B閉塞CCF	8.5E-11	9%	○ ^{※2}	⑤再循環サンプ隔離電動弁093A,B開失敗CCF	6.8E-11	7%	○	<p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○本グループに含まれる事故シーケンスは、再循環機能が喪失することで炉心損傷に至る事故シーケンスである。再循環機能が喪失する要因としてはポンプ故障、注入配管閉塞、再循環切替失敗、水源喪失等が考えられるが、ここでは切替信号の発信に失敗する再循環切替失敗が支配的となっているが、その場合でも手動での再循環切替や2次冷却系強制冷却による低圧再循環等を実施することにより炉心損傷を防止できる可能性がある。</p>	<p>第1-6表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（ECCS再循環機能喪失）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>CDF (0/年)</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDF (0/年)</th> <th>寄与割合</th> <th>対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>小破断 LOCA + 高圧再循環失敗</td> <td>1.7E-07</td> <td>①再循環自動切替許可操作A、B両トレン失敗 CCF ②再循環切替診断失敗</td> <td>9.3E-08</td> <td>56%</td> <td>2次冷却系強制冷却による低圧再循環又は代替再循環</td> <td>○^{※1} ○^{※2}</td> </tr> <tr> <td>中破断 LOCA + 高圧再循環失敗</td> <td>5.3E-08</td> <td>小破断 LOCAと同様</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>大破断 LOCA + 低圧再循環失敗 + 高圧再循環失敗</td> <td>1.7E-08</td> <td>①再循環自動切替許可操作A、B両トレン失敗 CCF ②再循環切替診断失敗 ③再循環サンプスクリーンA,B閉塞 CCF</td> <td>9.3E-09</td> <td>57%</td> <td>代替再循環</td> <td>○^{※1} ○^{※2} ○^{※3}</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：手動による再循環切替を実施することにより炉心損傷が防止できる可能性がある。 ※2：代替再循環までの移行に成功すれば炉心損傷が防止できる可能性がある。 ※3：RWS P補給による注入継続等により炉心損傷が防止できる可能性がある。</p> <p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○第1-6表より、事故シーケンスグループ「ECCS再循環機能喪失」については炉心損傷頻度の約97%のカットセットを確認した。なお、「ECCS再循環機能喪失」については全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が約0.1%であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。</p> <p>○本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、再循環機能が喪失することで炉心損傷に至る事故シーケンスである。再循環機能が喪失する要因としてはポンプ故障、注入配管閉塞、再循環切替失敗、水源喪失等が考えられるが、ここでは再循環自動切替許可操作の失敗、再循環切替診断失敗、再循環サンプスクリーンの閉塞が支配的となっているが、その場合でも手動での再循環切替や2次冷却系強制冷却による低圧再循環等を実施することにより炉心損傷を防止できる可能性がある。</p>	事故シーケンス	CDF (0/年)	主要なカットセット	CDF (0/年)	寄与割合	対策	対策の有効性	小破断 LOCA + 高圧再循環失敗	1.7E-07	①再循環自動切替許可操作A、B両トレン失敗 CCF ②再循環切替診断失敗	9.3E-08	56%	2次冷却系強制冷却による低圧再循環又は代替再循環	○ ^{※1} ○ ^{※2}	中破断 LOCA + 高圧再循環失敗	5.3E-08	小破断 LOCAと同様					大破断 LOCA + 低圧再循環失敗 + 高圧再循環失敗	1.7E-08	①再循環自動切替許可操作A、B両トレン失敗 CCF ②再循環切替診断失敗 ③再循環サンプスクリーンA,B閉塞 CCF	9.3E-09	57%	代替再循環	○ ^{※1} ○ ^{※2} ○ ^{※3}	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■炉型の相違 ・炉型による事故シーケンスグループ及び対策の相違のため、ECCS再循環機能喪失については大阪と比較する <p>【大阪】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価結果の相違 ・個別評価による相違 <p>【大阪】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載方針の相違 ・女川実績の反映 <p>【大阪】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価結果の相違 ・個別評価による相違 ・ECCS再循環モード移行時、泊は運転員による再循環自動切替許可操作を評価の上
事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (0/年)	寄与割合	全CDF (0/年)	炉心損傷防止対策	対策の有効性																																																																																													
小破断 LOCA + 高圧再循環失敗	①再循環切替信号A,B両トレンCCF	5.2E-9	31%	1.7E-8	2次冷却系強制冷却による低圧再循環又は代替再循環	○ ^{※1}																																																																																													
	②再循環切替信号A(B)トレン失敗 + 高圧注入系ライン弁086(A/B)閉塞	2.5E-9	15%			○ ^{※1}																																																																																													
	③高圧注入系ライン弁086(A/B)閉塞 + SWP-C出口手動弁503Cの試験後の戻し忘れ(H/E)	1.2E-9	7%			○																																																																																													
	④再循環切替信号Aトレン失敗 + SWP-C出口手動弁503Cの試験後の戻し忘れ(H/E)	1.2E-9	7%			○																																																																																													
	⑤8信号Aトレン失敗 + SWP-C出口手動弁503Cの試験後の戻し忘れ(H/E)	1.1E-9	7%			○																																																																																													
	⑥再循環サンプスクリーンA,B閉塞CCF	8.5E-10	5%			○ ^{※2}																																																																																													
	⑦再循環サンプ隔離電動弁093A,B開失敗CCF	5.1E-10	3%			○																																																																																													
中破断 LOCA + 高圧再循環失敗	小破断 LOCAと同様			5.2E-9	小破断 LOCAと同様																																																																																														
大破断 LOCA + 低圧再循環失敗 + 高圧再循環失敗	①再循環切替信号A,B両トレンCCF	5.2E-10	57%	9.2E-10	代替再循環	○ ^{※1}																																																																																													
	②再循環切替信号Aトレン失敗 + SWP-C出口手動弁503Cの試験後の戻し忘れ(H/E)	1.2E-10	13%			○ ^{※1}																																																																																													
	③8信号Aトレン失敗 + SWP-C出口手動弁503Cの試験後の戻し忘れ(H/E)	1.1E-10	12%			○																																																																																													
	④再循環サンプスクリーンA,B閉塞CCF	8.5E-11	9%			○ ^{※2}																																																																																													
	⑤再循環サンプ隔離電動弁093A,B開失敗CCF	6.8E-11	7%			○																																																																																													
事故シーケンス	CDF (0/年)	主要なカットセット	CDF (0/年)	寄与割合	対策	対策の有効性																																																																																													
小破断 LOCA + 高圧再循環失敗	1.7E-07	①再循環自動切替許可操作A、B両トレン失敗 CCF ②再循環切替診断失敗	9.3E-08	56%	2次冷却系強制冷却による低圧再循環又は代替再循環	○ ^{※1} ○ ^{※2}																																																																																													
中破断 LOCA + 高圧再循環失敗	5.3E-08	小破断 LOCAと同様																																																																																																	
大破断 LOCA + 低圧再循環失敗 + 高圧再循環失敗	1.7E-08	①再循環自動切替許可操作A、B両トレン失敗 CCF ②再循環切替診断失敗 ③再循環サンプスクリーンA,B閉塞 CCF	9.3E-09	57%	代替再循環	○ ^{※1} ○ ^{※2} ○ ^{※3}																																																																																													

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>○人的過誤については、LOCAが発生しているにもかかわらず、認知に失敗したまま長時間気づかない場合や操作に失敗したにもかかわらずその後の対応をとらないことは現実的には考えにくく、全炉心損傷頻度から見た場合、これらの炉心損傷頻度は非常に小さな値に抑えられているが、人的過誤については訓練等によりその発生確率の低減に努めていく。</p>	<p>前提としている。（再循環切替に運転員操作が必要な玄海と同様）</p> <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載の充実 ・女川実績の反映 ・人的過誤に関しては、女川のECCS注水機能喪失の項目における人的過誤に関する記載を反映

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																						
	<p>第1-6表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（LOCA時注水機能喪失）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>CDC (台数)</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDC (台数)</th> <th>発生割合</th> <th>対策</th> <th>対策効果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">中破断LOCA +高圧注水失敗 +低圧ECCS失敗</td> <td rowspan="4">4.15-15</td> <td>中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障</td> <td>4.45-16</td> <td>1.9%</td> <td rowspan="4">-高圧代替注水系 -低圧代替注水系（常設） -原子炉機械代替冷却系</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障</td> <td>5.10-16</td> <td>4.9%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>中破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障</td> <td>5.30-16</td> <td>3.9%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>中破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障</td> <td>2.35-16</td> <td>2.8%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">小破断LOCA +原子炉自動減圧失敗</td> <td rowspan="4">4.93-14</td> <td>中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +圧力トランスミッタ出力共通電源故障 +自動減圧操作失敗</td> <td>5.35-16</td> <td>1.9%</td> <td rowspan="4">-高圧代替注水系 -低圧代替注水系（常設） -原子炉機械代替冷却系</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +圧力トランスミッタ出力共通電源故障 +自動減圧操作失敗</td> <td>5.70-16</td> <td>1.9%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +圧力トランスミッタ出力共通電源故障 +自動減圧操作失敗</td> <td>5.95-16</td> <td>1.2%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>中破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障</td> <td>4.30-14</td> <td>10.3%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">中破断LOCA +HPCS失敗 +低圧ECCS失敗</td> <td rowspan="4">4.28-13</td> <td>中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障</td> <td>5.90-14</td> <td>1.2%</td> <td rowspan="4">-高圧代替注水系 -低圧代替注水系（常設） -原子炉機械代替冷却系</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>中破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障</td> <td>2.35-14</td> <td>5.4%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>中破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障</td> <td>5.30-14</td> <td>5.4%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障</td> <td>5.10-14</td> <td>5.2%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">中破断LOCA +HPCS失敗 +原子炉自動減圧失敗</td> <td rowspan="4">4.99-14</td> <td>中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +圧力トランスミッタ出力共通電源故障 +自動減圧操作失敗</td> <td>5.99-14</td> <td>5.4%</td> <td rowspan="4">-高圧代替注水系 -低圧代替注水系（常設） -原子炉機械代替冷却系</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +圧力トランスミッタ出力共通電源故障 +自動減圧操作失敗</td> <td>5.75-14</td> <td>2.9%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障</td> <td>4.30-15</td> <td>15.2%</td> <td>×*</td> </tr> <tr> <td>大破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障</td> <td>3.95-15</td> <td>1.2%</td> <td>×*</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">大破断LOCA +HPCS失敗 +低圧ECCS失敗</td> <td rowspan="4">4.28-14</td> <td>大破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障</td> <td>5.30-15</td> <td>5.4%</td> <td rowspan="4">-</td> <td>×*</td> </tr> <tr> <td>大破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障</td> <td>2.30-15</td> <td>5.4%</td> <td>×*</td> </tr> <tr> <td>大破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障</td> <td>2.30-15</td> <td>5.4%</td> <td>×*</td> </tr> <tr> <td>大破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障</td> <td>2.30-15</td> <td>5.4%</td> <td>×*</td> </tr> </tbody> </table> <p>※大破断LOCAでは高圧代替注水系、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）ともに注水容量が不足するため。</p>	事故シーケンス	CDC (台数)	主要なカットセット	CDC (台数)	発生割合	対策	対策効果	中破断LOCA +高圧注水失敗 +低圧ECCS失敗	4.15-15	中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	4.45-16	1.9%	-高圧代替注水系 -低圧代替注水系（常設） -原子炉機械代替冷却系	○	中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	5.10-16	4.9%	○	中破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	5.30-16	3.9%	○	中破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	2.35-16	2.8%	○	小破断LOCA +原子炉自動減圧失敗	4.93-14	中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +圧力トランスミッタ出力共通電源故障 +自動減圧操作失敗	5.35-16	1.9%	-高圧代替注水系 -低圧代替注水系（常設） -原子炉機械代替冷却系	○	中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +圧力トランスミッタ出力共通電源故障 +自動減圧操作失敗	5.70-16	1.9%	○	中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +圧力トランスミッタ出力共通電源故障 +自動減圧操作失敗	5.95-16	1.2%	○	中破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	4.30-14	10.3%	○	中破断LOCA +HPCS失敗 +低圧ECCS失敗	4.28-13	中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	5.90-14	1.2%	-高圧代替注水系 -低圧代替注水系（常設） -原子炉機械代替冷却系	○	中破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	2.35-14	5.4%	○	中破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	5.30-14	5.4%	○	中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	5.10-14	5.2%	○	中破断LOCA +HPCS失敗 +原子炉自動減圧失敗	4.99-14	中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +圧力トランスミッタ出力共通電源故障 +自動減圧操作失敗	5.99-14	5.4%	-高圧代替注水系 -低圧代替注水系（常設） -原子炉機械代替冷却系	○	中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +圧力トランスミッタ出力共通電源故障 +自動減圧操作失敗	5.75-14	2.9%	○	中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	4.30-15	15.2%	×*	大破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	3.95-15	1.2%	×*	大破断LOCA +HPCS失敗 +低圧ECCS失敗	4.28-14	大破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	5.30-15	5.4%	-	×*	大破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	2.30-15	5.4%	×*	大破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	2.30-15	5.4%	×*	大破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	2.30-15	5.4%	×*		<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■炉型の相違 ・炉型による事故シーケンスグループ及び対策の相違 (BWR 特有、泊は該当せず)
事故シーケンス	CDC (台数)	主要なカットセット	CDC (台数)	発生割合	対策	対策効果																																																																																																			
中破断LOCA +高圧注水失敗 +低圧ECCS失敗	4.15-15	中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	4.45-16	1.9%	-高圧代替注水系 -低圧代替注水系（常設） -原子炉機械代替冷却系	○																																																																																																			
		中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	5.10-16	4.9%		○																																																																																																			
		中破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	5.30-16	3.9%		○																																																																																																			
		中破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	2.35-16	2.8%		○																																																																																																			
小破断LOCA +原子炉自動減圧失敗	4.93-14	中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +圧力トランスミッタ出力共通電源故障 +自動減圧操作失敗	5.35-16	1.9%	-高圧代替注水系 -低圧代替注水系（常設） -原子炉機械代替冷却系	○																																																																																																			
		中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +圧力トランスミッタ出力共通電源故障 +自動減圧操作失敗	5.70-16	1.9%		○																																																																																																			
		中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +圧力トランスミッタ出力共通電源故障 +自動減圧操作失敗	5.95-16	1.2%		○																																																																																																			
		中破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	4.30-14	10.3%		○																																																																																																			
中破断LOCA +HPCS失敗 +低圧ECCS失敗	4.28-13	中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	5.90-14	1.2%	-高圧代替注水系 -低圧代替注水系（常設） -原子炉機械代替冷却系	○																																																																																																			
		中破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	2.35-14	5.4%		○																																																																																																			
		中破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	5.30-14	5.4%		○																																																																																																			
		中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	5.10-14	5.2%		○																																																																																																			
中破断LOCA +HPCS失敗 +原子炉自動減圧失敗	4.99-14	中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +圧力トランスミッタ出力共通電源故障 +自動減圧操作失敗	5.99-14	5.4%	-高圧代替注水系 -低圧代替注水系（常設） -原子炉機械代替冷却系	○																																																																																																			
		中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +圧力トランスミッタ出力共通電源故障 +自動減圧操作失敗	5.75-14	2.9%		○																																																																																																			
		中破断LOCA+HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	4.30-15	15.2%		×*																																																																																																			
		大破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	3.95-15	1.2%		×*																																																																																																			
大破断LOCA +HPCS失敗 +低圧ECCS失敗	4.28-14	大破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	5.30-15	5.4%	-	×*																																																																																																			
		大破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	2.30-15	5.4%		×*																																																																																																			
		大破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	2.30-15	5.4%		×*																																																																																																			
		大破断LOCA +HPCS注入異常時停止 +圧力制御管操作失敗 +配管シブ線継ぎ目破断による漏洩故障	2.30-15	5.4%		×*																																																																																																			
	<p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○第1-6表より、事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」については炉心損傷頻度の約11%のカットセットを確認した。なお、「LOCA時注水機能喪失」については全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が0.1%未満であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。</p> <p>○本カテゴリーに含まれる事故シーケンスのうち、「中破断LOCA+HPCS失敗+原子炉自動減圧失敗」については、高圧炉心スプレイ系失敗の要因として、高圧炉心スプレイ系に関連する人的過誤がカットセットの上位に挙がっている。減圧失敗の要因としては、水位又は圧力トランスミッタの共通原</p>																																																																																																								

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>因故障が支配的であり、また、自動減圧失敗時のバックアップ操作に失敗する人的過誤である手動減圧操作失敗が挙げられている。また、「小破断LOCA+高圧注水失敗+原子炉自動減圧失敗」については、上記の他に原子炉隔離時冷却系に関連する人的過誤がカットセットの上位に挙げられている。</p> <p>○「中破断LOCA+HPCCS失敗+低圧ECCS失敗」についても、高圧炉心スプレイ系失敗の要因として、高圧炉心スプレイ系に関連する人的過誤がカットセットの上位に挙げられている。低圧ECCS失敗の要因としては、低圧ECCSの原子炉補機冷却系である原子炉補機冷却系/原子炉補機冷却海水ポンプの共通原因故障が支配的である。また、「小破断LOCA+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗」については、上記の他に原子炉隔離時冷却系に関連する人的過誤がカットセットの上位に挙げられている。</p> <p>○上記カットセットに対する炉心損傷防止対策としては、高圧代替注水系及び低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水が有効である。また、原子炉補機冷却系/原子炉補機冷却海水ポンプの共通原因故障を含むカットセットでは格納容器除熱機能も併せて喪失しており、原子炉補機代替冷却水系による格納容器除熱も有効となる。</p> <p>○「大破断LOCA+HPCCS失敗+低圧ECCS失敗」については、国内外の先進的な対策を考慮しても対策が困難なものであるが、全炉心損傷頻度への寄与は小さい。また、炉心損傷防止は困難であるが、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による原子炉格納容器冷却、原子炉格納容器フィルタベント系及び代替循環冷却系による格納容器除熱により、炉心損傷の拡大を抑制する等の影響緩和に期待することができる。</p> <p>○人的過誤については、LOCAが発生しているにも係わらず、認知に失敗したまま長時間気づかない場合や、操作に失敗したにも係らずその後の対応をとらないことは現実的には考えにくく、全炉心損傷頻度から見た場合、これらの炉心損傷頻度は非常に小さな値に抑えられているが、手動減圧操作の失敗等の人的過誤については、訓練等によりその発生確率の低減に努めていく。</p>		

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																
<p>第1-7表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（格納容器バイパス）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDF (0⁹年)</th> <th>寄与割合</th> <th>全CDF (0⁹年)</th> <th>炉心損傷防止対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">蒸気発生器伝熱管破損 +破損側蒸気発生器の隔離失敗</td> <td>①SGTR事業診断選出による破損SGへの給水停止失敗 +主蒸気管破断</td> <td>8.6E-8</td> <td>36%</td> <td rowspan="4">2.4E-7</td> <td rowspan="4">タールダウン アンド リサーキュレ ーション</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②タービン補助給水ポンプ蒸気供給ライン弁575A閉止失敗</td> <td>3.1E-8</td> <td>13%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>③主蒸気ライン圧力高信号失敗による主蒸気連がし弁520閉止失敗 +主蒸気安全弁526B再閉止失敗</td> <td>1.6E-8</td> <td>6%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>④タービンバイパス弁閉信号失敗 +破損SG主蒸気安全弁526B再閉止失敗</td> <td>1.6E-8</td> <td>6%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>インターフェイスシステムLOCA</td> <td>—</td> <td>3.0E-11</td> <td>100%</td> <td>3.0E-11</td> <td>タールダウン アンド リサーキュレ ーション</td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table> <p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○本グループに含まれる事故シーケンスは、格納容器バイパス事象として蒸気発生器伝熱管破損発生後の破損側蒸気発生器の隔離失敗やインターフェイスシステムLOCAが発生するものであるが、いずれの場合もECCS等を用いたクールダウンアンドリサーキュレーションを実施することで炉心損傷防止が可能である。</p>	事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (0 ⁹ 年)	寄与割合	全CDF (0 ⁹ 年)	炉心損傷防止対策	対策の有効性	蒸気発生器伝熱管破損 +破損側蒸気発生器の隔離失敗	①SGTR事業診断選出による破損SGへの給水停止失敗 +主蒸気管破断	8.6E-8	36%	2.4E-7	タールダウン アンド リサーキュレ ーション	○	②タービン補助給水ポンプ蒸気供給ライン弁575A閉止失敗	3.1E-8	13%	○	③主蒸気ライン圧力高信号失敗による主蒸気連がし弁520閉止失敗 +主蒸気安全弁526B再閉止失敗	1.6E-8	6%	○	④タービンバイパス弁閉信号失敗 +破損SG主蒸気安全弁526B再閉止失敗	1.6E-8	6%	○	インターフェイスシステムLOCA	—	3.0E-11	100%	3.0E-11	タールダウン アンド リサーキュレ ーション	○	<p>第1-7表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（格納容器バイパス）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>CDF (1炉年)</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDF (1炉年)</th> <th>寄与割合</th> <th>対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">ISLOCA</td> <td rowspan="2">2.3E-09</td> <td>ISLOCA (鉄圧配管_隔離失敗)</td> <td>2.2E-09</td> <td>90.5%</td> <td rowspan="2">・減圧による漏えい低減 ・隔離操作</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>ISLOCA (高圧配管_隔離失敗)</td> <td>2.3E-10</td> <td>9.5%</td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table> <p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、格納容器バイパス事象としてインターフェイスシステムLOCAが発生するものである。</p> <p>炉心損傷防止対策としては、原子炉減圧による漏えいの低減、漏えい箇所の隔離操作が有効である。</p>	事故シーケンス	CDF (1炉年)	主要なカットセット	CDF (1炉年)	寄与割合	対策	対策の有効性	ISLOCA	2.3E-09	ISLOCA (鉄圧配管_隔離失敗)	2.2E-09	90.5%	・減圧による漏えい低減 ・隔離操作	○	ISLOCA (高圧配管_隔離失敗)	2.3E-10	9.5%	○	<p>第1-7表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（格納容器バイパス）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>全CDF (1炉年)</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDF (1炉年)</th> <th>寄与割合</th> <th>対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">蒸気発生器伝熱管破損 +破損側蒸気発生器の隔離失敗</td> <td rowspan="3">2.3E-07</td> <td>①タービン補助給水ポンプ破損蒸気安全弁575A閉止失敗</td> <td>8.6E-08</td> <td>31%</td> <td rowspan="3">タールダウン アンド リサーキュレ ーション</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②タービンバイパス弁509A-F閉止失敗 +主蒸気安全弁521E (522E) 再閉止失敗</td> <td>7.1E-08</td> <td>25%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>③SGTR事業診断選出による破損SGへの給水停止失敗 +主蒸気管破断</td> <td>6.5E-08</td> <td>23%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>インターフェイスシステムLOCA</td> <td>3.0E-11</td> <td>—</td> <td>3.0E-11</td> <td>100%</td> <td>タールダウン アンド リサーキュレ ーション</td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table> <p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○第1-7表より、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」については炉心損傷頻度の約55%のカットセットを確認した。なお、「格納容器バイパス」については全炉心損傷頻度に占める炉心損傷頻度の割合が約0.1%であり、全炉心損傷頻度に対して寄与割合の低い事故シーケンスグループである。</p> <p>○本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、格納容器バイパス事象として蒸気発生器伝熱管破損発生後の破損側蒸気発生器の隔離失敗やインターフェイスシステムLOCAが発生するものである。</p> <p>炉心損傷防止対策としては、ECCS等を用いたクールダウンアンドリサーキュレーションが有効である。</p>	事故シーケンス	全CDF (1炉年)	主要なカットセット	CDF (1炉年)	寄与割合	対策	対策の有効性	蒸気発生器伝熱管破損 +破損側蒸気発生器の隔離失敗	2.3E-07	①タービン補助給水ポンプ破損蒸気安全弁575A閉止失敗	8.6E-08	31%	タールダウン アンド リサーキュレ ーション	○	②タービンバイパス弁509A-F閉止失敗 +主蒸気安全弁521E (522E) 再閉止失敗	7.1E-08	25%	○	③SGTR事業診断選出による破損SGへの給水停止失敗 +主蒸気管破断	6.5E-08	23%	○	インターフェイスシステムLOCA	3.0E-11	—	3.0E-11	100%	タールダウン アンド リサーキュレ ーション	○	<p>【女川】【大阪】</p> <p>■評価結果の相違</p> <p>・個別評価による相違</p> <p>【女川】【大阪】</p> <p>■記載方針の相違</p> <p>・他の事故シーケンスグループと同様に、事故シーケンスグループのうちカットセットを確認した割合及び全炉心損傷頻度に対する割合を記載した。</p> <p>【女川】</p> <p>■評価結果の相違</p> <p>・炉型による事故シーケンス及び対策の相違</p>
事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (0 ⁹ 年)	寄与割合	全CDF (0 ⁹ 年)	炉心損傷防止対策	対策の有効性																																																																													
蒸気発生器伝熱管破損 +破損側蒸気発生器の隔離失敗	①SGTR事業診断選出による破損SGへの給水停止失敗 +主蒸気管破断	8.6E-8	36%	2.4E-7	タールダウン アンド リサーキュレ ーション	○																																																																													
	②タービン補助給水ポンプ蒸気供給ライン弁575A閉止失敗	3.1E-8	13%			○																																																																													
	③主蒸気ライン圧力高信号失敗による主蒸気連がし弁520閉止失敗 +主蒸気安全弁526B再閉止失敗	1.6E-8	6%			○																																																																													
	④タービンバイパス弁閉信号失敗 +破損SG主蒸気安全弁526B再閉止失敗	1.6E-8	6%			○																																																																													
インターフェイスシステムLOCA	—	3.0E-11	100%	3.0E-11	タールダウン アンド リサーキュレ ーション	○																																																																													
事故シーケンス	CDF (1炉年)	主要なカットセット	CDF (1炉年)	寄与割合	対策	対策の有効性																																																																													
ISLOCA	2.3E-09	ISLOCA (鉄圧配管_隔離失敗)	2.2E-09	90.5%	・減圧による漏えい低減 ・隔離操作	○																																																																													
		ISLOCA (高圧配管_隔離失敗)	2.3E-10	9.5%		○																																																																													
事故シーケンス	全CDF (1炉年)	主要なカットセット	CDF (1炉年)	寄与割合	対策	対策の有効性																																																																													
蒸気発生器伝熱管破損 +破損側蒸気発生器の隔離失敗	2.3E-07	①タービン補助給水ポンプ破損蒸気安全弁575A閉止失敗	8.6E-08	31%	タールダウン アンド リサーキュレ ーション	○																																																																													
		②タービンバイパス弁509A-F閉止失敗 +主蒸気安全弁521E (522E) 再閉止失敗	7.1E-08	25%		○																																																																													
		③SGTR事業診断選出による破損SGへの給水停止失敗 +主蒸気管破断	6.5E-08	23%		○																																																																													
インターフェイスシステムLOCA	3.0E-11	—	3.0E-11	100%	タールダウン アンド リサーキュレ ーション	○																																																																													

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>1. 2 FV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認</p> <p>(1) 実施内容 今回は、FV重要度の高い基事象に対し、その基事象の発生に伴って生じる系統機能の喪失に重大事故等防止対策が有効か否かを定性的に考察した。 なお、今回の整理は定量的に評価したFV重要度に対し、対策の有効性の観点で定性的な考察を加えたものであり、あくまで定性的な分析結果である。対策の有効性を定量的に把握する観点では、新たに講じた対策をモデル化した上でPRAを実施し、その結果を比較することが望ましいが、今回はプラント運転開始時の内部事象運転時レベル1PRAのみを定量的な検討材料として分析することとし、この確認を実施した。</p> <p>(2) 選定条件 事故シーケンスグループ別にFV重要度を分析し、その値が10^{-3}を超える基事象について、重大事故等防止対策の対応状況を確認することとした。FV重要度が小さい基事象は、重大事故等防止対策による対応が可能であったとしても、炉心損傷頻度の低減効果が小さいことから、事故シーケンスグループの支配的なリスク要因を網羅的に確認する範囲として、今回は10^{-3}を基準とすることとし、10^{-3}以下の基事象については確認対象外とした。</p> <p>(3) 確認結果 FV重要度が10^{-3}を超える基事象を確認したところ、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失(TQUV)」、「高圧注水・減圧機能喪失(TQUX)」、「全交流動力電源喪失(TB)」、「崩壊熱除去機能喪失(TW)」、「原子炉停止機能喪失(TC)」、「インターフェイスシステムLOCA(ISLOCA)」について</p>	<p>1. 2 FV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認</p> <p>(1) 実施内容 今回は、FV重要度の高い基事象に対し、その基事象の発生に伴って生じる系統機能の喪失に重大事故等防止対策が有効か否かを定性的に考察した。 なお、今回の整理は定量的に評価したFV重要度に対し、対策の有効性の観点で定性的な考察を加えたものであり、あくまで定性的な分析結果である。対策の有効性を定量的に把握する観点では、新たに講じた対策をモデル化した上でPRAを実施し、その結果を比較することが望ましいが、今回はプラント運転開始時の内部事象運転時レベル1PRAのみを定量的な検討材料として分析することとし、この確認を実施した。</p> <p>(2) 選定条件 事故シーケンスグループ別にFV重要度を分析し、その値が10^{-2}を超える基事象について、重大事故等防止対策の対応状況を確認することとした。FV重要度が小さい基事象は、重大事故等防止対策による対応が可能であったとしても、炉心損傷頻度の低減効果が小さいことから、事故シーケンスグループの支配的なリスク要因を網羅的に確認する範囲として、今回は10^{-2}を基準とすることとし、10^{-2}以下の基事象については確認対象外とした。</p> <p>(3) 確認結果 FV重要度が10^{-2}を超える基事象を確認したところ、事故シーケンスグループ「2次冷却系からの除熱機能喪失」、「全交流動力電源喪失」、「原子炉補機冷却機能喪失」、「原子炉格納容器の除熱機能喪失」、「原子炉停止機能喪失」、「ECCS注水機能喪失」、「ECCS再循環機能喪失」、「格納容器パイパス」について、抽出されたすべての</p>	<p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載方針の相違 ・女川実績の反映 ・FV重要度の観点で重大事故等防止対策の対応状況について記載している。 <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価方針の相違 ・泊はFV重要度が10^{-2}を超える基事象を確認することによって、内部事象を起因とした炉心損傷リスクへの対策の網羅性は99%以上と整理しており、この結果に対しては女川と相違はない (以下、相違理由説明を省略) <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■名称の相違 ・炉型の相違により事故シーケンスグループは異なるが、

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シナリオグループ及び重要事故シナリオ等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>は、抽出された全ての基事象に対して、定性的には何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。また、「LOCA時注水機能喪失（S1E、S2E）」については、抽出された基事象の一部に対して、定性的には有効な重大事故等防止対策が確認されなかった。</p> <p>今回の内部事象運転時レベル1 PRAでは、TWがその炉心損傷頻度のほぼ100%を占めており、TWに対してはFV重要度が10^{-3}を超える全ての基事象に重大事故等対処設備（具体的には原子炉格納容器フィルタベント系による除熱機能の確保）が有効であることを確認した。このことから、重大事故等対処設備によって、プラント運転開始時の内部事象運転時レベル1 PRAの全炉心損傷頻度は10^{-3}程度低減されるものと考えられる。</p> <p>このことから、重大事故等対処設備による、内部事象を起因とした炉心損傷リスクへの対策の網羅性は99%以上と整理できる。</p> <p>事故シナリオグループ別の確認結果は以下のとおり。</p> <p>○高圧・低圧注水機能喪失（TQUV）</p> <p>FV重要度が10^{-3}を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。</p> <p>支配的な基事象として、高圧炉心スプレイ系の注入元弁開け忘れや低圧注水系の不動作につながる信号系の共通原因故障が抽出された。これらに対しては高圧代替注水系や低圧代替注水系による原子炉注水によって対応することが可能である。</p> <p>○高圧注水・減圧機能喪失（TQUX）</p> <p>FV重要度が10^{-3}を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。</p> <p>支配的な基事象として、手動減圧操作失敗が抽出された。これに</p>	<p>基事象に対して、定性的には何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。このことから、重大事故等対処設備による、内部事象を起因とした炉心損傷リスクへの対策の網羅性は99%以上と整理できる。</p> <p>事故シナリオグループ別の確認結果は以下のとおり。</p> <p>○2次冷却系からの除熱機能喪失</p> <p>FV重要度が10^{-2}を超えるすべての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。</p> <p>支配的な基事象として、補助給水ビット閉塞による水源喪失によるポンプ故障や補助給水ポンプ起動信号の発信失敗の共通原因故障が抽出された。これらに対しては、補助給水系とは異なる系統を使用したフィードアンドブリードが有効である。</p>	<p>全ての事故シナリオグループに対してFV重要度の高い基事象を確認しており、記載方針に相違はない。</p> <p>■記載表現の相違 （以下、相違理由説明を省略）</p> <p>【女川】</p> <p>■評価結果の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は全ての事故シナリオグループに対してFV重要度が10^{-2}を超える基事象を確認することによって、内部事象を起因とした炉心損傷リスクへの対策の網羅性は99%以上と整理している。 <p>【女川】</p> <p>■炉型の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・炉型による事故シナリオグループ及び対策の相違（PWR特有） <p>【女川】</p> <p>■炉型の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・炉型による事故シナリオグループ及び対策の相違（BWR特有、泊は該当せず） <p>【女川】</p> <p>■炉型の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・炉型による事故シナリオグループ及び対策の相違

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>対して、代替自動減圧系により、ドライウェル圧力高を伴わない過渡事象時においても原子炉減圧され、その後の低圧注水に期待できるため、炉心損傷を防止することが可能である。</p> <p>○崩壊熱除去機能喪失（TW） FV重要度が10^{-3}を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。 支配的な基事象として、残留熱除去系の操作失敗や原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系の共通原因故障が抽出された。これらに対しては、独立した系統である原子炉格納容器フィルタベント系や原子炉補機代替冷却水系によって除熱機能を確保することが可能である。</p> <p>○全交流動力電源喪失（長期TB、TBU、TBP、TBD） FV重要度が10^{-3}を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。 支配的な基事象として、長期TB及びTBPでは非常用ディーゼル発電機の喪失及び高圧炉心スプレイ系の機器故障が抽出された。また、TBUではこれに加えて原子炉隔離時冷却系の機器故障が、TBDでは蓄電池の共通原因故障が抽出された。これらに対しては、交流電源を必要としない高圧代替注水系や、常設代替交流電源設備による電源復旧により、原子炉注水機能を確保することが可能である。</p>	<p>○全交流動力電源喪失 FV重要度が10^{-2}を超えるすべての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。 支配的な基事象として、ディーゼル発電機の故障、ディーゼル発電機室空調系の機能喪失、非常用高圧母線低電圧信号（UV信号）の失敗が抽出された。これらに対しては、代替非常用発電機による電源確保が有効であり、2次冷却系強制冷却及び代替格納容器スプレイポンプを用いた炉心注水により炉心損傷防止が可能である。</p> <p>○原子炉補機冷却機能喪失 FV重要度が10^{-2}を超えるすべての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。 支配的な基事象として、RCPシールLOCAの発生が抽出された。RCPシールLOCAに対しては、2次冷却系強制冷却及び代替格納容器スプレイポンプを用いた炉心注水により炉心損傷防止が可能である。</p> <p>○原子炉格納容器の除熱機能喪失 FV重要度が10^{-2}を超えるすべての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。 支配的な基事象として、格納容器スプレイ冷却器に原子炉補機冷却水を通水する弁の開失敗、格納容器スプレイ注入ライン上の</p>	<p>(BWR特有、泊は該当せず)</p> <p>【女川】 ■炉型の相違 ・炉型による事故シーケンスグループ及び対策の相違 (BWR特有、泊は該当せず)</p> <p>【女川】 ■評価結果の相違 ・泊は全交流動力電源喪失に該当する事故シーケンスが1つであるため、事故シーケンスグループを細分化していない（大阪に記載はないが泊と同様） ・炉型による対策の相違</p> <p>【女川】 ■炉型の相違 ・炉型による事故シーケンスグループ及び対策の相違 (PWR特有)</p> <p>【女川】 ■炉型の相違 ・炉型による事故シーケンスグループ及び対策の相違 (PWR特有)</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>○LOCA時注水機能喪失（S1E, S2E）</p> <p>小破断LOCA（S2E）について、FV重要度が10^{-3}を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。支配的な基事象として高圧注水の機能喪失や減圧失敗が抽出された。これらに対しては高圧代替注水系による原子炉注水により対応することが可能である。</p> <p>中破断LOCA（S1E）については、小破断LOCAと同様に支配的な基事象として高圧炉心スプレイ系の機能喪失や減圧失敗に関連する基事象が抽出された。ただし、中破断LOCAの場合、高圧代替注水系は有効とならず、重大事故等対処設備による炉心損傷の防止が困難である。</p> <p>○原子炉停止機能喪失（TC）</p> <p>FV重要度が10^{-3}を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。</p> <p>支配的な基事象として、原子炉保護系の共通原因故障や制御棒挿入失敗が抽出された。これらに対して、代替制御棒挿入機能や代替原子炉再循環ポンプトリップ機能、ほう酸水注入系により原子炉停止が可能である。</p>	<p>弁の開失敗、格納容器スプレイポンプの試験による待機除外が抽出された。これらに対しては、格納容器スプレイ系を使用しない格納容器内自然対流冷却が有効である。</p> <p>○原子炉停止機能喪失</p> <p>FV重要度が10^{-2}を超えるすべての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。</p> <p>支配的な基事象として、ベーシックソフトウェアの共通原因故障、及び原子炉トリップ遮断器の開失敗の共通原因故障が抽出された。これらに対しては、共通要因故障対策盤（自動制御盤）（ATWS緩和設備）により原子炉停止が可能である。</p> <p>○ECCS注水機能喪失</p> <p>FV重要度が10^{-2}を超えるすべての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。</p> <p>支配的な基事象として、高圧注入ライン上の手動弁やオリフィスや電動弁の閉塞が抽出された。これらに対しては、2次冷却系強制冷却による1次冷却系の減圧後、閉塞した高圧注入系とは別の系統の低圧注入等を実施することで炉心損傷を防止することが可能である。</p>	<p>【女川】</p> <p>■炉型の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・炉型による事故シーケンスグループ及び対策の相違（BWR特有、泊は該当せず） <p>【女川】</p> <p>■記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は各事故シーケンスグループに対して略号による読み替えを設定している。 <p>【女川】</p> <p>■評価結果の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・炉型による原子炉停止に関する設計及びバックアップ方式の相違 <p>【女川】</p> <p>■炉型の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・炉型による事故シーケンスグループ及び対策の相違（PWR特有）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

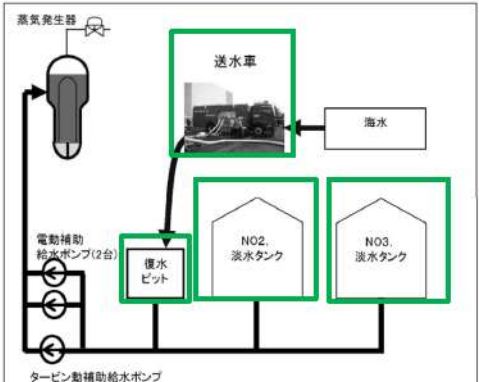
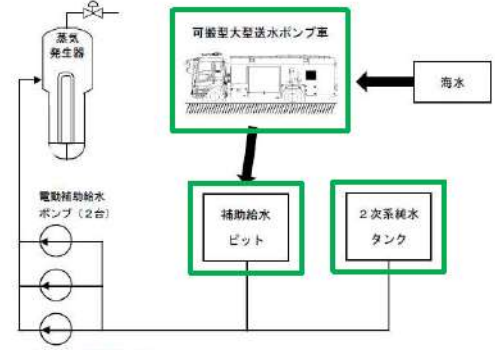
別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>○インターフェイスシステムLOCA (ISLOCA)</p> <p>FV重要度が10^{-3}を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。</p> <p>起回事象である破断箇所への隔離失敗によるISLOCA発生が支配的であった。これに対しては、原子炉減圧による漏えい低減や発生箇所への隔離による対応が可能である。</p>	<p>○ECCS再循環機能喪失</p> <p>FV重要度が10^{-2}を超えるすべての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。</p> <p>支配的な基事象として、再循環自動切替許可操作の失敗や再循環切替診断失敗や再循環サンプスクリーン閉塞の共通原因故障が抽出された。これらに対しては、手動での再循環切替やRWSP補給による注水継続や2次冷却系強制冷却及び低圧再循環又は代替再循環等の対策が有効である。</p> <p>○格納容器バイパス (インターフェイスシステムLOCA, 蒸気発生伝熱管破損)</p> <p>FV重要度が10^{-2}を超えるすべての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。</p> <p>支配的な基事象として、蒸気発生器伝熱管破損後の破損側蒸気発生器の隔離失敗に係る基事象が抽出された。これらに対しては、ECCS等を用いたクールダウンアンドリサーキュレーションが有効である。</p>	<p>【女川】</p> <p>■炉型の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・炉型による事故シーケンスグループ及び対策の相違 (PWR特有) <p>【女川】</p> <p>■名称の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・炉型の相違により格納容器バイパス事象として蒸気発生器伝熱管破損を追記している。 <p>【女川】</p> <p>■評価結果の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・炉型による漏えい箇所の想定及び対策の相違

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付-1</p> <p style="text-align: center;">復水ビット閉塞時の代替手段について</p> <p>大飯発電所3号炉及び4号炉における内部事象レベル1 PRAのうち、「2次冷却系からの除熱機能喪失」のシーケンスグループに属する各種事故シーケンスのカットセット分析を実施した結果、補助給水失敗に至る主なカットセットとして復水ビット閉塞の寄与割合が大きい結果となった。</p> <p>これに対して、2次冷却系からの除熱機能喪失事象への炉心損傷防止対策であるフィードアンドブリードは補給水源として燃料取替用水ビットを使用することとしており、復水ビット閉塞も含めたすべての補助給水機能喪失事象に対して有効性を確認している。</p> <p>また、大飯3号炉及び4号炉の復水ビットの閉塞に対しては、補助給水ポンプの機能が維持されているような場合には、給水源を淡水タンク等に切り替えて給水を実施する手順を整備済である。</p> 		<p style="text-align: right;">添付-1</p> <p style="text-align: center;">補助給水ビット閉塞時の代替手段について</p> <p>泊発電所3号炉における内部事象レベル1 PRAのうち、「2次冷却系からの除熱機能喪失」のシーケンスグループに属する各種事故シーケンスのカットセット分析を実施した結果、補助給水失敗に至る主なカットセットとして補助給水ビット閉塞の寄与割合が大きい結果となった。</p> <p>これに対して、2次冷却系からの除熱機能喪失事象への炉心損傷防止対策であるフィードアンドブリードは補給水源として燃料取替用水ビットを使用することとしており、補助給水ビット閉塞も含めたすべての補助給水機能喪失事象に対して有効性を確認している。</p> <p>また、泊発電所3号炉の補助給水ビットの閉塞に対しては、補助給水ポンプの機能が維持されているような場合には、給水源を2次系純水タンク等に切り替えて給水を実施する手順を整備済である。</p> 	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載方針の相違 ・記載の充実。PWR特有の事故シーケンスグループに関する内容であり、大飯と比較する。 <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■設備名称の相違 ・淡水タンク⇄2次系純水タンク (以下、相違理由説明を省略) ■記載表現の相違

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>今回のPRAは重大事故等対処設備の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定を目的に実施したものであるが、結果の分析からは緩和機能喪失に至る主要因も知見として得ることが可能であり、今後も自主的な安全性向上のための活動を継続していく中で、これらの知見を適宜活用していくことが重要であると考えている。</p>		<p>今回のPRAは重大事故等対処設備の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定を目的に実施したものであるが、結果の分析からは緩和機能喪失に至る主要因も知見として得ることが可能であり、今後も自主的な安全性向上のための活動を継続していく中で、これらの知見を適宜活用していくことが重要であると考えている。</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2. 内部事象レベル1, 5 PRA</p> <p>(1) 選定条件</p> <p>レベル1, 5 PRAでは炉心損傷時のプラント損傷状態（PDS）により、事故シーケンスをグループ化し、各PDSから個別の格納容器破損モードへ至る頻度として格納容器破損頻度を算出している。</p> <p>各格納容器破損モードには複数のPDSが属しており、評価事故シーケンス選定に際しては代表的なPDSを選定の後、当該PDSに属する事故シーケンスから評価事故シーケンスの選定を実施している。</p> <p>ここでは、各格納容器破損モードに至る可能性のあるすべての事故シーケンスを対象に、上位3位までのカットセットを抽出することとし、主要なカットセット及び格納容器破損防止対策の整備状況等について第2表に整理した。</p> <p>(2) 主要なカットセットの確認結果</p> <p>格納容器破損防止対策の有効性評価を行う各格納容器破損モードについて、格納容器破損頻度が支配的となるPDSと主要なカットセットの展開を行い、これらの格納容器破損頻</p>	<p>2. レベル1, 5 PRA</p> <p>各格納容器破損モードについて、格納容器破損頻度が支配的となるプラント損傷状態と主要なカットセットの展開を行い、これらの格納容器破損頻度の観点で支配的なカットセットに対して今回整備した格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。</p> <p>(1) 選定条件</p> <p>レベル1, 5 PRAでは炉心損傷時のプラント損傷状態（PDS）により、事故シーケンスをグループ化し、各PDSから個別の格納容器破損モードへ至る頻度として格納容器破損頻度を算出している。</p> <p>ここでは、各格納容器破損モードに至る可能性のある全ての事故シーケンスを対象に上位5位までのカットセットを抽出し、主要なカットセット及び重大事故防止対策の整備状況等の対比について整理した。（第2-1表参照）</p> <p>なお、発生確率がゼロのため格納容器破損頻度がゼロとなった格納容器破損モードについては、評価対象外とした。</p> <p>(2) 主要なカットセットの確認結果</p> <p>格納容器破損防止対策の各格納容器破損モードについて、格納容器破損頻度が支配的となるPDSと主要なカットセットの展開を行い、これらの格納容器破損頻度の観点で支配的なカットセッ</p>	<p>2. レベル1, 5PRA</p> <p>各格納容器破損モードについて、格納容器破損頻度が支配的となるプラント損傷状態と主要なカットセットの展開を行い、これらの格納容器破損頻度の観点で支配的なカットセットに対して今回整備した格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。</p> <p>(1) 選定条件</p> <p>レベル1, 5PRAでは炉心損傷時のプラント損傷状態（PDS）により、事故シーケンスをグループ化し、各PDSから個別の格納容器破損モードへ至る頻度として格納容器破損頻度を算出している。</p> <p>各格納容器破損モードには複数のPDSが属しており、評価事故シーケンス選定に際しては、代表的なPDSを選定の後、当該PDSに属する事故シーケンスから評価事故シーケンスの選定を実施している。</p> <p>ここでは、各格納容器破損モードに至る可能性のあるすべての事故シーケンスを対象に上位5位までのカットセットを抽出し、主要なカットセット及び格納容器破損防止対策の整備状況の対比について整理した（第2-1表参照）。</p> <p>(2) 主要なカットセットの確認結果</p> <p>格納容器破損防止対策の各格納容器破損モードについて、格納容器破損頻度が支配的となるPDSと主要なカットセットの展開を行い、これらの格納容器破損頻度の観点で支配的なカットセッ</p>	<p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載方針の相違 ・女川実績の反映 <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載の充実 ・泊は評価事故シーケンス選定について記載している ・女川には本記載がないため、大飯と比較する <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載方針の相違 ・女川実績の反映 ・泊は上位5位まで、大飯は上位3位までのカットセットを抽出している <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■個別評価による相違 ・泊は格納容器破損頻度がゼロとなった格納容器破損モードは存在しない（大飯についても泊と同様）

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																									
<p>泊と「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の記載を比較するため、35ページ（実線部分）に再掲</p> <p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧）」、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温）」は、主要なカットセットが原子炉補機冷却機能喪失時のRCPシールLOCAである。</p> <p>原子炉補機冷却機能喪失ではECCS、制御用空気系（IAS）等の安全系の各種機器が不作動となり、1次冷却系からの除熱ができずに炉心温度及び圧力が上昇して結果的に炉心損傷に至る。</p> <p>これらに対して格納容器破損防止対策として整備している代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、格納容器内自然対流冷却（海水直接注入）は、主要なカットセットの機器及び設備とは独立して使用可能であり、その機能に期待できる。</p>	<p>○雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）</p> <table border="1" data-bbox="719 236 1283 480"> <caption>第2-2表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））</caption> <thead> <tr> <th>主要なカットセット</th> <th>事故シーケンス</th> <th>CFP（1/年）</th> <th>発生割合</th> <th>格納容器破損防止対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>補機冷却系喪失 RCP封水LOCA発生</td> <td rowspan="2">過渡事象 → 補機冷却系喪失 → 高圧炉心スプレイ系 → 高圧炉心スプレイ系 → 高圧炉心スプレイ系</td> <td rowspan="2">1.0E-04</td> <td rowspan="2">98.0%</td> <td rowspan="2">・代替自動減圧機能 ・低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却、原子炉格納容器フィルタベント系及び代替循環冷却系による除熱により、格納容器過圧破損の防止が可能である。</td> <td rowspan="2">○</td> </tr> <tr> <td>手動停止 LLCI、H1アプリケーションソフトCCF</td> </tr> <tr> <td>手動停止 RPA、EアプリケーションソフトCCF</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>過渡事象 + 補機給水失敗</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>過渡事象 + 補機給水失敗</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>過渡事象 + 補機給水失敗</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>主要なカットセットは、非隔離事象時、RPS誤動作等といった過渡事象時の手動減圧操作失敗、高圧炉心スプレイ系や原子炉隔離時冷却系に関する人的過誤である。（第2-2表参照）</p> <p>これらに対しては、代替自動減圧機能による原子炉減圧、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却、原子炉格納容器フィルタベント系及び代替循環冷却系による除熱により、格納容器過圧破損の防止が可能である。</p>	主要なカットセット	事故シーケンス	CFP（1/年）	発生割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性	補機冷却系喪失 RCP封水LOCA発生	過渡事象 → 補機冷却系喪失 → 高圧炉心スプレイ系 → 高圧炉心スプレイ系 → 高圧炉心スプレイ系	1.0E-04	98.0%	・代替自動減圧機能 ・低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却、原子炉格納容器フィルタベント系及び代替循環冷却系による除熱により、格納容器過圧破損の防止が可能である。	○	手動停止 LLCI、H1アプリケーションソフトCCF	手動停止 RPA、EアプリケーションソフトCCF						過渡事象 + 補機給水失敗						過渡事象 + 補機給水失敗						過渡事象 + 補機給水失敗						<p>○雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）</p> <table border="1" data-bbox="1328 240 1892 432"> <caption>第2-2表 格納容器破損モードごとの主要なカットセット（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））</caption> <thead> <tr> <th>主要なカットセット</th> <th>事故シーケンス</th> <th>CFP（1/年）</th> <th>発生割合</th> <th>格納容器破損防止対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>補機冷却系喪失 RCP封水LOCA発生</td> <td>補機冷却系の喪失 + 1次冷却系ポンプ封水LOCA</td> <td>1.9E-04</td> <td>93.1%</td> <td>代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>手動停止 LLCI、H1アプリケーションソフトCCF</td> <td>手動停止 + 補機給水失敗</td> <td>4.0E-06</td> <td>2.2%</td> <td>代替格納容器スプレイ + 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>手動停止 RPA、EアプリケーションソフトCCF</td> <td>+ 格納容器スプレイ注入失敗</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>過渡事象 LLCI、H1アプリケーションソフトCCF</td> <td>過渡事象 + 補機給水失敗</td> <td>1.9E-06</td> <td>0.9%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>過渡事象 RPA、EアプリケーションソフトCCF</td> <td>+ 格納容器スプレイ注入失敗</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table> <p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>主要なカットセットは、原子炉補機冷却機能喪失時のRCPシールLOCA及び2次冷却系からの除熱機能喪失におけるアプリケーションソフトの共通原因故障による補助給水系の失敗である。（第2-2表参照）</p> <p>原子炉補機冷却機能喪失ではECCS、制御用空気系（IAS）等の安全系の各種機器が不作動となり、1次冷却系からの除熱ができずに炉心温度及び圧力が上昇して結果的に炉心損傷に至る。</p> <p>これらに対しては、代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により、格納容器過圧破損の防止が可能である。</p>	主要なカットセット	事故シーケンス	CFP（1/年）	発生割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性	補機冷却系喪失 RCP封水LOCA発生	補機冷却系の喪失 + 1次冷却系ポンプ封水LOCA	1.9E-04	93.1%	代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ	○	手動停止 LLCI、H1アプリケーションソフトCCF	手動停止 + 補機給水失敗	4.0E-06	2.2%	代替格納容器スプレイ + 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却	○	手動停止 RPA、EアプリケーションソフトCCF	+ 格納容器スプレイ注入失敗				○	過渡事象 LLCI、H1アプリケーションソフトCCF	過渡事象 + 補機給水失敗	1.9E-06	0.9%		○	過渡事象 RPA、EアプリケーションソフトCCF	+ 格納容器スプレイ注入失敗				○	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価結果の相違 ・個別評価による相違 <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載方針の相違 ・女川実績の反映 ・泊は格納容器破損モード毎に主要なカットセットを表に整理している（以下、相違理由説明を省略） <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価結果の相違 ・個別評価による相違 <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載方針の相違 ・大飯は事象進展及び対策が同様となる過圧破損と過温破損を同じ項目にまとめて記載している <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載の充実 ・泊は炉心損傷に至る要因を記載している ・女川には本記載がないため、大飯と比較する <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■設計方針の相違 ・炉型による対策の相違 <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■設備名称の相違 ・代替低圧注水ポンプ⇔代替格納容器スプレイポンプ
主要なカットセット	事故シーケンス	CFP（1/年）	発生割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性																																																																							
補機冷却系喪失 RCP封水LOCA発生	過渡事象 → 補機冷却系喪失 → 高圧炉心スプレイ系 → 高圧炉心スプレイ系 → 高圧炉心スプレイ系	1.0E-04	98.0%	・代替自動減圧機能 ・低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による格納容器冷却、原子炉格納容器フィルタベント系及び代替循環冷却系による除熱により、格納容器過圧破損の防止が可能である。	○																																																																							
手動停止 LLCI、H1アプリケーションソフトCCF																																																																												
手動停止 RPA、EアプリケーションソフトCCF																																																																												
過渡事象 + 補機給水失敗																																																																												
過渡事象 + 補機給水失敗																																																																												
過渡事象 + 補機給水失敗																																																																												
主要なカットセット	事故シーケンス	CFP（1/年）	発生割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性																																																																							
補機冷却系喪失 RCP封水LOCA発生	補機冷却系の喪失 + 1次冷却系ポンプ封水LOCA	1.9E-04	93.1%	代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ	○																																																																							
手動停止 LLCI、H1アプリケーションソフトCCF	手動停止 + 補機給水失敗	4.0E-06	2.2%	代替格納容器スプレイ + 格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却	○																																																																							
手動停止 RPA、EアプリケーションソフトCCF	+ 格納容器スプレイ注入失敗				○																																																																							
過渡事象 LLCI、H1アプリケーションソフトCCF	過渡事象 + 補機給水失敗	1.9E-06	0.9%		○																																																																							
過渡事象 RPA、EアプリケーションソフトCCF	+ 格納容器スプレイ注入失敗				○																																																																							

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																														
<p>○「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」については、原子炉補機冷却機能喪失時のRCPシールLOCA、2次冷却系からの除熱機能喪失時の補助給水系の失敗（復水ビット閉塞）が支配的であるが、格納容器破損防止対策として整備している加圧器逃がし弁開放による1次冷却系強制減圧は主要なカットセットの機器及び設備とは独立して使用可能であり、その機能に期待できる</p>	<p>○高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>本格納容器破損モードによる格納容器破損頻度は非常に小さいため、ゼロと評価している。</p> <p>本格納容器破損モードに至る可能性があるPDSはTQUX、長期TB、TBD、TBU、S2Eが挙げられ、炉心損傷頻度の割合では約100%をTQUXが占める。第1-2表より、TQUXにおける主要カットセットとして、ポンプ故障や人的過誤、手動減圧失敗などが挙げられている。</p> <p>これらに対し、原子炉圧力容器破損までの逃がし安全弁の手動操作及び原子炉格納容器フィルタベント系及び代替循環冷却系による格納容器減圧により、本破損モードの格納容器破損の防止が可能である。</p>	<p>○高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱</p> <div data-bbox="1317 245 1899 432" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>第2-4表 格納容器破損モードごとの主要なカットセット (高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>主要なカットセット</th> <th>事故シーケンス</th> <th>CFR (1/10年)</th> <th>発生割合</th> <th>格納容器破損防止対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>補機冷却系喪失 RCPシールLOCA発生</td> <td>補機冷却系の喪失 +1次冷却系材料系LOCA</td> <td>2.0E-06</td> <td>96.7%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>手動停止 補助給水ビット閉塞</td> <td>手動停止 +補助給水失敗</td> <td>2.2E-08</td> <td>1.1%</td> <td>加圧器逃がし弁開放による1次冷却系強制減圧</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>手動停止 E11: アプリケーションソフト(CF)</td> <td>手動停止 +補助給水失敗</td> <td>1.4E-08</td> <td>0.7%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>手動停止 E12: アプリケーションソフト(CF)</td> <td>手動停止 +格納容器スプレイ注入失敗</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>主要なカットセットは、原子炉補機冷却機能喪失時のRCPシールLOCA、2次冷却系からの除熱機能喪失時の補助給水系の失敗（補助給水ビット閉塞、アプリケーションソフトの共通原因故障）が支配的である（第2-4表参照）。</p> <p>これらに対し、加圧器逃がし弁開放による1次冷却系強制減圧により、本破損モードの格納容器破損の防止が可能である。</p>	主要なカットセット	事故シーケンス	CFR (1/10年)	発生割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性	補機冷却系喪失 RCPシールLOCA発生	補機冷却系の喪失 +1次冷却系材料系LOCA	2.0E-06	96.7%		○	手動停止 補助給水ビット閉塞	手動停止 +補助給水失敗	2.2E-08	1.1%	加圧器逃がし弁開放による1次冷却系強制減圧	○	手動停止 E11: アプリケーションソフト(CF)	手動停止 +補助給水失敗	1.4E-08	0.7%		○	手動停止 E12: アプリケーションソフト(CF)	手動停止 +格納容器スプレイ注入失敗				○	<p>【女川】</p> <p>■設計方針の相違</p> <p>・女川は本格納容器破損モードの頻度をゼロと評価しているため、主要なカットセットを示していない。泊は他の格納容器破損モードと同様、主要なカットセットに対して検討している（大飯に記載はないが、泊と同様の検討を行っている）</p> <p>【女川】</p> <p>■評価結果の相違</p> <p>・女川は本格納容器破損モードの頻度をゼロと評価しているため、本格納容器破損モードに至る可能性があるPDSに対する検討を行っている。泊は他の格納容器破損モードと同様、主要なカットセットに対して検討している（大飯についても泊と同様）</p> <p>【女川】</p> <p>■設計方針の相違</p> <p>・炉型による対策の相違</p>
主要なカットセット	事故シーケンス	CFR (1/10年)	発生割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性																												
補機冷却系喪失 RCPシールLOCA発生	補機冷却系の喪失 +1次冷却系材料系LOCA	2.0E-06	96.7%		○																												
手動停止 補助給水ビット閉塞	手動停止 +補助給水失敗	2.2E-08	1.1%	加圧器逃がし弁開放による1次冷却系強制減圧	○																												
手動停止 E11: アプリケーションソフト(CF)	手動停止 +補助給水失敗	1.4E-08	0.7%		○																												
手動停止 E12: アプリケーションソフト(CF)	手動停止 +格納容器スプレイ注入失敗				○																												

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																												
<p>○「水素燃焼」に対して主要なカットセットとなる2次冷却系からの除熱機能喪失における補助給水失敗（復水ピット閉塞）、2次冷却系の破断（診断失敗）について、格納容器破損防止対策として整備している静的触媒式水素再結合装置の機能を妨げるものではなく、その機能に期待できる。</p>	<div data-bbox="728 215 1272 279" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> 泊と「水素燃焼」の記載を比較するため、40ページ（点線部分）の記載を再掲 </div> <p>○水素燃焼</p> <p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>本格納容器破損モードによる格納容器破損頻度は非常に小さいため、ゼロと評価している。</p> <p>本格納容器破損モードに至る可能性があるPDSはTQUX、TBU、TBPが挙げられ、炉心損傷頻度の割合では約100%をTQUXが占める。第1-2表より、TQUXにおける主要なカットセットとして、ポンプ故障や人的過誤、手動減圧失敗などが挙げられている。</p> <p>これらのカットセットによらず、窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化により、水素燃焼による格納容器破損は生じない。</p>	<p>○水素燃焼</p> <div data-bbox="1321 252 1899 450" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p style="text-align: center;">第2-6表 格納容器破損モードごとの主要なカットセット（水素燃焼）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>主要なカットセット</th> <th>事故シーケンス</th> <th>CFR (/年)</th> <th>発生割合</th> <th>格納容器破損防止対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>予動停止 補助給水ピット閉塞 [自動停止]</td> <td rowspan="2">予動停止 +補助給水失敗</td> <td rowspan="2">6.11-08</td> <td rowspan="2">69.7%</td> <td rowspan="2">格納容器破損内 水素処理装置</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>MTIアプリケーションソフトCF</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>過渡現象 補助給水ピット閉塞</td> <td rowspan="2">過渡現象 +補助給水失敗</td> <td rowspan="2">1.71-08</td> <td rowspan="2">25.6%</td> <td rowspan="2">格納容器破損内 水素処理装置</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>過渡現象 MTIアプリケーションソフトCF</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>2次冷却系の破断 運転員2次系破断の発生 診断失敗</td> <td>2次冷却系の破断+補助給水失敗</td> <td>6.11-09</td> <td>9.0%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table> </div> <p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>主要なカットセットは、2次冷却系からの除熱機能喪失における補助給水失敗（補助給水ピット閉塞、アプリケーションソフトの共通原因故障）、2次冷却系の破断（診断失敗）が支配的である（第2-6表参照）。</p> <p>これらに対し、原子炉格納容器内水素処理装置により、本破損モードの格納容器破損の防止が可能である。</p>	主要なカットセット	事故シーケンス	CFR (/年)	発生割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性	予動停止 補助給水ピット閉塞 [自動停止]	予動停止 +補助給水失敗	6.11-08	69.7%	格納容器破損内 水素処理装置	○	MTIアプリケーションソフトCF	○	過渡現象 補助給水ピット閉塞	過渡現象 +補助給水失敗	1.71-08	25.6%	格納容器破損内 水素処理装置	○	過渡現象 MTIアプリケーションソフトCF	○	2次冷却系の破断 運転員2次系破断の発生 診断失敗	2次冷却系の破断+補助給水失敗	6.11-09	9.0%		○	<p>【女川】</p> <p>■記載方針の相違</p> <p>・女川は本格納容器破損モードの頻度をゼロと評価しているため、主要なカットセットを示していない。泊は他の格納容器破損モードと同様、主要なカットセットに対して検討している（大飯に記載はないが、泊と同様の検討を行っている）</p> <p>【女川】</p> <p>■評価結果の相違</p> <p>・女川は本格納容器破損モードの頻度をゼロと評価しているため、本格納容器破損モードに至る可能性があるPDSに対する検討を行っている。泊は他の格納容器破損モードと同様、主要なカットセットに対して検討している（大飯についても泊と同様）</p> <p>【大飯】</p> <p>■評価結果の相違</p> <p>・個別評価による相違</p> <p>【女川】</p> <p>■設計方針の相違</p> <p>・女川は格納容器内を窒素置換することで水素燃焼を防止する方針だが、泊は格納容器内で発生した水素を原子炉格納容器内水素処理装置で処理することで水素燃焼を防止す</p>
主要なカットセット	事故シーケンス	CFR (/年)	発生割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性																										
予動停止 補助給水ピット閉塞 [自動停止]	予動停止 +補助給水失敗	6.11-08	69.7%	格納容器破損内 水素処理装置	○																										
MTIアプリケーションソフトCF					○																										
過渡現象 補助給水ピット閉塞	過渡現象 +補助給水失敗	1.71-08	25.6%	格納容器破損内 水素処理装置	○																										
過渡現象 MTIアプリケーションソフトCF					○																										
2次冷却系の破断 運転員2次系破断の発生 診断失敗	2次冷却系の破断+補助給水失敗	6.11-09	9.0%		○																										

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																							
<p>○「溶融炉心・コンクリート相互作用」に対して主要なカットセットとなる2次冷却系からの除熱機能喪失における補助給水失敗（復水ピット閉塞）、2次冷却系の破断（診断失敗）について、格納容器破損防止対策として整備している恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイは、主要なカットセットの機器及び設備とは独立して使用可能であり、その機能に期待できる。</p>	<p>○溶融炉心・コンクリート相互作用</p> <p>第2-5表 格納容器破損モード毎の主要なカットセット（溶融炉心・コンクリート相互作用）</p> <table border="1" data-bbox="712 512 1288 762"> <thead> <tr> <th>主要なカットセット</th> <th>事故シーケンス</th> <th>CFR (%)</th> <th>発生割合</th> <th>格納容器破損防止対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>溶融炉心 ・APC注水失敗・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失 ・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失 ・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失</td> <td rowspan="3">非常用ディーゼル発電機 ・APC注水失敗・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失</td> <td rowspan="3">6.40-11</td> <td rowspan="3">0.01-0.01</td> <td rowspan="3">・常設代替交流電源設備 ・原子炉格納容器下部注水系（常設） ・原子炉格納容器代替スプレイ注水系（常設）</td> <td rowspan="3">○</td> </tr> <tr> <td>溶融炉心 ・APC注水失敗・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失 ・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失</td> </tr> <tr> <td>溶融炉心 ・APC注水失敗・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失 ・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失</td> </tr> </tbody> </table> <p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>主要なカットセットは、外部電源喪失時の非常用ディーゼル発電機の共通原因故障や継続運転、及び起動の失敗、外電復旧の失敗である。（第2-5表参照）</p> <p>これらに対し、常設代替交流電源設備による電源供給の対策に加え、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）及び原子炉格納容器下部注水系（常設）により、溶融炉心の落下までに格納容器下部への注水により溶融炉心の冷却に十分な水量及び水位を確保、且つ溶融炉心の落下後の崩壊熱を十分に上回る流量で注水することにより、本破損モードの格納容器破損の防止が可能である。</p>	主要なカットセット	事故シーケンス	CFR (%)	発生割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性	溶融炉心 ・APC注水失敗・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失 ・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失 ・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失	非常用ディーゼル発電機 ・APC注水失敗・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失	6.40-11	0.01-0.01	・常設代替交流電源設備 ・原子炉格納容器下部注水系（常設） ・原子炉格納容器代替スプレイ注水系（常設）	○	溶融炉心 ・APC注水失敗・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失 ・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失	溶融炉心 ・APC注水失敗・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失 ・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失	<p>○溶融炉心・コンクリート相互作用</p> <p>第2-7表 格納容器破損モードごとの主要なカットセット（溶融炉心・コンクリート相互作用）</p> <table border="1" data-bbox="1319 523 1895 715"> <thead> <tr> <th>主要なカットセット</th> <th>事故シーケンス</th> <th>CFR (%)</th> <th>発生割合</th> <th>格納容器破損防止対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>溶融炉心 ・APC注水失敗・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失 ・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失</td> <td rowspan="2">溶融炉心からの冷却機能喪失 + 2次冷却系ポンプ注水LOCA</td> <td rowspan="2">2.28-07</td> <td rowspan="2">11.9%</td> <td rowspan="2">代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ</td> <td rowspan="2">○</td> </tr> <tr> <td>溶融炉心 ・APC注水失敗・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失 ・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失</td> </tr> <tr> <td>溶融炉心 ・APC注水失敗・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失 ・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失</td> <td>手動停止 + 補助給水失敗</td> <td>5.28-07</td> <td>28.4%</td> <td>代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>溶融炉心 ・APC注水失敗・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失 ・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失</td> <td>手動停止 + 補助給水失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗</td> <td>3.61-07</td> <td>19.8%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table> <p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>主要なカットセットは、原子炉補機冷却機能喪失時のRCPシールLOCA及び2次冷却系からの除熱機能喪失における補助給水失敗（補助給水ピット閉塞、アプリケーションソフトの共通原因故障）である（第2-7表参照）。</p> <p>これらに対し、代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイにより、溶融炉心の落下までに格納容器下部への注水により溶融炉心の冷却に十分な水量及び水位を確保、且つ溶融炉心の落下後の崩壊熱を十分に上回る流量で注水することにより、本破損モードの格納容器破損の防止が可能である。</p>	主要なカットセット	事故シーケンス	CFR (%)	発生割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性	溶融炉心 ・APC注水失敗・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失 ・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失	溶融炉心からの冷却機能喪失 + 2次冷却系ポンプ注水LOCA	2.28-07	11.9%	代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ	○	溶融炉心 ・APC注水失敗・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失 ・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失	溶融炉心 ・APC注水失敗・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失 ・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失	手動停止 + 補助給水失敗	5.28-07	28.4%	代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ	○	溶融炉心 ・APC注水失敗・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失 ・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失	手動停止 + 補助給水失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗	3.61-07	19.8%		○	<p>る方針である（大阪についても泊と同様）</p> <p>【大阪】</p> <p>■設備名称の相違</p> <p>・静的触媒式水素再結合装置 ⇔原子炉格納容器内水素処理装置</p> <p>【女川】</p> <p>■評価結果の相違</p> <p>・個別評価による相違</p> <p>【女川】</p> <p>■評価結果の相違</p> <p>・個別評価による相違</p> <p>【大阪】</p> <p>■評価結果の相違</p> <p>・個別評価による相違</p> <p>【女川】</p> <p>■設計方針の相違</p> <p>・炉型による対策の相違</p>
主要なカットセット	事故シーケンス	CFR (%)	発生割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性																																					
溶融炉心 ・APC注水失敗・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失 ・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失 ・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失	非常用ディーゼル発電機 ・APC注水失敗・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失	6.40-11	0.01-0.01	・常設代替交流電源設備 ・原子炉格納容器下部注水系（常設） ・原子炉格納容器代替スプレイ注水系（常設）	○																																					
溶融炉心 ・APC注水失敗・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失 ・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失																																										
溶融炉心 ・APC注水失敗・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失 ・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失																																										
主要なカットセット	事故シーケンス	CFR (%)	発生割合	格納容器破損防止対策	対策の有効性																																					
溶融炉心 ・APC注水失敗・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失 ・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失	溶融炉心からの冷却機能喪失 + 2次冷却系ポンプ注水LOCA	2.28-07	11.9%	代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ	○																																					
溶融炉心 ・APC注水失敗・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失 ・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失																																										
溶融炉心 ・APC注水失敗・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失 ・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失	手動停止 + 補助給水失敗	5.28-07	28.4%	代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ	○																																					
溶融炉心 ・APC注水失敗・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失 ・非常用ディーゼル発電機・溶融炉心からの冷却機能喪失	手動停止 + 補助給水失敗 + 格納容器スプレイ注入失敗	3.61-07	19.8%		○																																					

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<div data-bbox="728 225 1272 300" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> 泊と「水素燃焼」の記載を比較するため、38ページ（実線部分）に再掲 </div> <p>○水素燃焼</p> <p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>本格納容器破損モードによる格納容器破損頻度は非常に小さいため、ゼロと評価している。</p> <p>本格納容器破損モードに至る可能性があるPDSはTQUX、TBU、TBPが挙げられ、炉心損傷頻度の割合では約100%をTQUXが占める。第1-2表より、TQUXにおける主要カットセットとして、ポンプ故障や人的過誤、手動減圧失敗などが挙げられている。</p> <p>これらのカットセットによらず、窒素置換による格納容器内雰囲気の不活性化により、水素燃焼による格納容器破損は生じない。</p>		<p>【女川】</p> <p>■記載箇所の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3. 停止時レベル1 PRA</p> <p>各事故シーケンスについて、燃料損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度への寄与割合の観点で整理し、主要なカットセットに対する燃料損傷防止対策の整備状況等を確認した。</p> <p>(1) 選定条件</p> <p>事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するものがあるため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の判断基準を基に主要なカットセットを抽出した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 事故シーケンスの中で上位5位までのカットセット <p>なお、停止時PRAにおいて、カットセットが存在する事故シーケンスは「外部電源喪失+余熱除去系による冷却失敗」及び「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失」であり、それぞれのカットセットについて、POS5（ミッドループ運転状態）の評価値を示す。</p> <p>各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び燃料損傷防止対策の整備状況等について第3-1表～第3-4表に示す。</p>	<p>3. 停止時レベル1 PRA</p> <p>3. 1 主要なカットセットに照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認</p> <p>各事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度への寄与割合の観点で整理し、主要なカットセットに対する炉心損傷防止対策の整備状況等を確認した。</p> <p>(1) 選定条件</p> <p>事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するものがあるため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の判断基準を基に主要なカットセットを抽出した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 事故シーケンスの中で上位3位までのカットセット <p>各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況等を第3-1表～第3-3表に示す。</p>	<p>3. 停止時レベル1 PRA</p> <p>3.1 主要なカットセットに照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認</p> <p>各事故シーケンスについて、炉心損傷に至る要因をカットセットレベルまで展開し、炉心損傷頻度への寄与割合の観点で整理し、主要なカットセットに対する炉心損傷防止対策の整備状況等を確認した。</p> <p>(1) 選定条件</p> <p>事故シーケンスの種類によっては展開されるカットセットが無数に存在するものがあるため、ここでは、各事故シーケンスについて以下の判断基準を基に主要なカットセットを抽出した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 事故シーケンスの中で上位5位までのカットセット <p>なお、停止時PRAにおいて、カットセットが存在する事故シーケンスは「外部電源喪失+余熱除去系による冷却失敗」及び「外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失」であり、それぞれのカットセットを示す。</p> <p>各事故シーケンスにおける主要なカットセット及び炉心損傷防止対策の整備状況等を第3-1表～第3-4表に示す。</p>	<p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載方針の相違 ・女川実績の反映 ・3.1を項目として記載した <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載表現の相違 ・燃料損傷⇄炉心損傷 (以下、相違理由説明を省略) <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載の充実 ・泊は上位5位まで、女川は上位3位までのカットセットを抽出している ・記載充実のためカットセットが存在する事故シーケンスを本文に記載している箇所であり大飯と比較する <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載方針の相違 ・泊は評価対象の全てのPOSが同様のカットセットとなるため、全てのPOSを合計したCDFを表3-1表～第3-4表に記載している

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(2) 主要なカットセットの確認結果</p> <p>第3-1表～第3-4表に示したとおりすべての事故シーケンスに対して、主要なカットセットレベルまで展開した場合においても、整備された燃料損傷防止対策が可能となることを確認した。</p>	<p>(2) 主要なカットセットの確認結果</p> <p>第3-1表～第3-3表に示したとおり全ての事故シーケンスに対しては、主要なカットセットレベルまで展開した場合においても、整備された炉心損傷防止対策により炉心損傷防止が可能となることを確認した。</p>	<p>(2) 主要なカットセットの確認結果</p> <p>第3-1表～第3-4表に示したとおりすべての事故シーケンスに対して、主要なカットセットレベルまで展開した場合においても、整備された炉心損傷防止対策により炉心損傷防止が可能となることを確認した。</p>	

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																																															
<p>第3-3表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（崩壊熱除去機能喪失）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDF (1/9年)</th> <th>寄与割合</th> <th>全CDF (1/9年)</th> <th>燃料損傷防止対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>余熱除去機能喪失</td> <td>—</td> <td>6.4E-05</td> <td>100%</td> <td>6.4E-05</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">外部電源喪失+余熱除去系による冷却失敗^{※1}</td> <td>①診断失敗</td> <td>1.8E-06</td> <td>92.8%</td> <td rowspan="5">1.4E-06 (2.7E-06)^{※3}</td> <td rowspan="5">蓄圧タンク+恒設代替低圧注水ポンプ^{※2}による炉心注水</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②余熱除去系起動操作失敗</td> <td>8.0E-08</td> <td>5.9%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>③A-余熱除去ポンプ起動失敗</td> <td>4.0E-09</td> <td>0.3%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>④A-余熱除去ポンプ遮断器閉鎖失敗</td> <td>2.4E-09</td> <td>0.2%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>⑤A-余熱除去ポンプ漏れ運転失敗</td> <td>1.8E-09</td> <td>0.1%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>原子炉補機冷却機能喪失</td> <td>—</td> <td>0.2E-06</td> <td>100%</td> <td>0.2E-06</td> <td></td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：POS5における評価値 ※2：全POSの炉心損傷程度 ※3：ポンプの電源である空冷式非常用発電装置を含む</p>	事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (1/9年)	寄与割合	全CDF (1/9年)	燃料損傷防止対策	対策の有効性	余熱除去機能喪失	—	6.4E-05	100%	6.4E-05		○	外部電源喪失+余熱除去系による冷却失敗 ^{※1}	①診断失敗	1.8E-06	92.8%	1.4E-06 (2.7E-06) ^{※3}	蓄圧タンク+恒設代替低圧注水ポンプ ^{※2} による炉心注水	○	②余熱除去系起動操作失敗	8.0E-08	5.9%	○	③A-余熱除去ポンプ起動失敗	4.0E-09	0.3%	○	④A-余熱除去ポンプ遮断器閉鎖失敗	2.4E-09	0.2%	○	⑤A-余熱除去ポンプ漏れ運転失敗	1.8E-09	0.1%	○	原子炉補機冷却機能喪失	—	0.2E-06	100%	0.2E-06		○	<p>第3-1表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（崩壊熱除去機能喪失）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>CDF (1/9年)</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDF (1/9年)</th> <th>寄与割合</th> <th>対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗</td> <td rowspan="3">8.0E-07</td> <td>①診断失敗 +監視操作失敗</td> <td>3.2E-7</td> <td>33.3%</td> <td rowspan="3">・大容量送水ポンプ（タイプI）</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②診断失敗 +監視操作失敗</td> <td>2.4E-7</td> <td>28.6%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>③診断失敗 +監視操作失敗</td> <td>8.9E-8</td> <td>11.0%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">外部電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗</td> <td rowspan="2">3.2E-08</td> <td>外部電源喪失(POS-8) +除熱に対する診断失敗 +注水に対する診断失敗</td> <td>3.6E-9</td> <td>17.3%</td> <td rowspan="2">・大容量送水ポンプ（タイプI）</td> <td rowspan="2">○</td> </tr> <tr> <td>外部電源喪失(POS-C1) +除熱に対する診断失敗 +注水に対する診断失敗</td> <td>4.6E-9</td> <td>14.3%</td> </tr> <tr> <td>外部電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗</td> <td>2.4E-9</td> <td>シバワーセクタ動力変圧器C機能喪失</td> <td>2.4E-9</td> <td>7.9%</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	事故シーケンス	CDF (1/9年)	主要なカットセット	CDF (1/9年)	寄与割合	対策	対策の有効性	崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	8.0E-07	①診断失敗 +監視操作失敗	3.2E-7	33.3%	・大容量送水ポンプ（タイプI）	○	②診断失敗 +監視操作失敗	2.4E-7	28.6%	○	③診断失敗 +監視操作失敗	8.9E-8	11.0%	○	外部電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3.2E-08	外部電源喪失(POS-8) +除熱に対する診断失敗 +注水に対する診断失敗	3.6E-9	17.3%	・大容量送水ポンプ（タイプI）	○	外部電源喪失(POS-C1) +除熱に対する診断失敗 +注水に対する診断失敗	4.6E-9	14.3%	外部電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	2.4E-9	シバワーセクタ動力変圧器C機能喪失	2.4E-9	7.9%			<p>第3-1表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（崩壊熱除去機能喪失）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>CDF (1/9年)</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDF (1/9年)</th> <th>寄与割合</th> <th>対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>余熱除去機能喪失</td> <td>3.0E-05</td> <td>—</td> <td>3.0E-05</td> <td>100%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">外部電源喪失+余熱除去系による冷却失敗</td> <td rowspan="5">1.1E-05</td> <td>①余熱除去系起動の診断失敗</td> <td>1.0E-05</td> <td>96.5%</td> <td rowspan="5">代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②余熱除去ポンプA、B起動操作失敗</td> <td>1.7E-07</td> <td>2%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>③制御用空気圧縮機A駆動失敗</td> <td>2.7E-08</td> <td>0.3%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>④原子炉補機冷却水ポンプA駆動失敗</td> <td>2.7E-08</td> <td>0.3%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>⑤原子炉補機冷却水ポンプB駆動失敗</td> <td>2.7E-08</td> <td>0.3%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>原子炉補機冷却機能喪失</td> <td>1.4E-05</td> <td>—</td> <td>1.4E-05</td> <td>100%</td> <td></td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table>	事故シーケンス	CDF (1/9年)	主要なカットセット	CDF (1/9年)	寄与割合	対策	対策の有効性	余熱除去機能喪失	3.0E-05	—	3.0E-05	100%		○	外部電源喪失+余熱除去系による冷却失敗	1.1E-05	①余熱除去系起動の診断失敗	1.0E-05	96.5%	代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水	○	②余熱除去ポンプA、B起動操作失敗	1.7E-07	2%	○	③制御用空気圧縮機A駆動失敗	2.7E-08	0.3%	○	④原子炉補機冷却水ポンプA駆動失敗	2.7E-08	0.3%	○	⑤原子炉補機冷却水ポンプB駆動失敗	2.7E-08	0.3%	○	原子炉補機冷却機能喪失	1.4E-05	—	1.4E-05	100%		○	<p>【大阪】 ■構成、記載表現の相違 ・記載の比較のため大阪の順番を入れ替えている(第3-3表→第3-4表→第3-2表→第3-1表)</p> <p>【女川】【大阪】 ■個別評価による相違</p> <p>【女川】 ■記載方針の相違 ・記載充実のため炉心損傷に至る要因を記載している箇所であり大阪と比較する</p> <p>【大阪】 ■記載表現の相違 ・事故シーケンスグループ⇔カテゴリ (以下、相違理由説明を省略)</p> <p>【大阪】 ■記載表現の相違</p> <p>【女川】 ■評価結果の相違 ・炉型による事故シーケンス及び対策の相違</p> <p>【大阪】 ■設計の相違 ・泊は1次冷却材の系外への放出の懸念等から蓄圧タンクを停止時の注水手段としていない(玄海と同様)</p>
事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (1/9年)	寄与割合	全CDF (1/9年)	燃料損傷防止対策	対策の有効性																																																																																																																												
余熱除去機能喪失	—	6.4E-05	100%	6.4E-05		○																																																																																																																												
外部電源喪失+余熱除去系による冷却失敗 ^{※1}	①診断失敗	1.8E-06	92.8%	1.4E-06 (2.7E-06) ^{※3}	蓄圧タンク+恒設代替低圧注水ポンプ ^{※2} による炉心注水	○																																																																																																																												
	②余熱除去系起動操作失敗	8.0E-08	5.9%			○																																																																																																																												
	③A-余熱除去ポンプ起動失敗	4.0E-09	0.3%			○																																																																																																																												
	④A-余熱除去ポンプ遮断器閉鎖失敗	2.4E-09	0.2%			○																																																																																																																												
	⑤A-余熱除去ポンプ漏れ運転失敗	1.8E-09	0.1%			○																																																																																																																												
原子炉補機冷却機能喪失	—	0.2E-06	100%	0.2E-06		○																																																																																																																												
事故シーケンス	CDF (1/9年)	主要なカットセット	CDF (1/9年)	寄与割合	対策	対策の有効性																																																																																																																												
崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	8.0E-07	①診断失敗 +監視操作失敗	3.2E-7	33.3%	・大容量送水ポンプ（タイプI）	○																																																																																																																												
		②診断失敗 +監視操作失敗	2.4E-7	28.6%		○																																																																																																																												
		③診断失敗 +監視操作失敗	8.9E-8	11.0%		○																																																																																																																												
外部電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	3.2E-08	外部電源喪失(POS-8) +除熱に対する診断失敗 +注水に対する診断失敗	3.6E-9	17.3%	・大容量送水ポンプ（タイプI）	○																																																																																																																												
		外部電源喪失(POS-C1) +除熱に対する診断失敗 +注水に対する診断失敗	4.6E-9	14.3%																																																																																																																														
外部電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗	2.4E-9	シバワーセクタ動力変圧器C機能喪失	2.4E-9	7.9%																																																																																																																														
事故シーケンス	CDF (1/9年)	主要なカットセット	CDF (1/9年)	寄与割合	対策	対策の有効性																																																																																																																												
余熱除去機能喪失	3.0E-05	—	3.0E-05	100%		○																																																																																																																												
外部電源喪失+余熱除去系による冷却失敗	1.1E-05	①余熱除去系起動の診断失敗	1.0E-05	96.5%	代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水	○																																																																																																																												
		②余熱除去ポンプA、B起動操作失敗	1.7E-07	2%		○																																																																																																																												
		③制御用空気圧縮機A駆動失敗	2.7E-08	0.3%		○																																																																																																																												
		④原子炉補機冷却水ポンプA駆動失敗	2.7E-08	0.3%		○																																																																																																																												
		⑤原子炉補機冷却水ポンプB駆動失敗	2.7E-08	0.3%		○																																																																																																																												
原子炉補機冷却機能喪失	1.4E-05	—	1.4E-05	100%		○																																																																																																																												
<p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、直接の余熱除去機能喪失、外部電源喪失発生後の余熱除去系回復失敗、又は原子炉補機冷却機能喪失によって燃料損傷に至る事故シーケンスである。</p> <p>いずれの事故シーケンス及びカットセットに対しても、蓄圧タンクによる炉心注水及び恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水によって、燃料損傷防止が可能である。</p>	<p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○「崩壊熱除去機能喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」については、POS-B1、POS-B2、POS-C1のように待機除外となっているシステムが多いPOSにおける崩壊熱除去機能喪失が主要な起因事象として挙げられている。これらのPOSにおいては、緩和設備として復水補給水系にのみ期待していることから、MUWC操作失敗が主要なカットセットとして挙げられている。炉心損傷防止対策としては、大容量送水ポンプ（タイプI）により、炉心損傷防止が可能である。また、原子炉ウェル満水状態であるPOS-B1、POS-B2においては燃料プール代替注水系、燃料プールのスプレイ系による炉心損傷防止も可能である。</p>	<p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○本カテゴリに含まれる事故シーケンスは、直接の余熱除去機能喪失、外部電源喪失発生後の余熱除去系回復失敗又は原子炉補機冷却機能喪失によって炉心損傷に至る事故シーケンスである。</p> <p>○「外部電源喪失+余熱除去系による冷却失敗」については、緩和設備として余熱除去系にのみ期待していることから、余熱除去系起動に関する人的過誤が主要なカットセットとして挙げられている。炉心損傷防止対策としては、代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水により、炉心損傷防止が可能である。</p>																																																																																																																																

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>○「外部電源喪失+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」については、除熱や注水に対する診断の失敗による崩壊熱除去、炉心冷却失敗、非常用母線変圧器（パワーセンタ動力変圧器）の故障が主要なカットセットとして挙げられている。</p> <p>炉心損傷防止対策としては、大容量送水ポンプ（タイプI）により、炉心損傷防止が可能である。</p>		

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3 / 4号炉							女川原子力発電所2号炉							泊発電所3号炉							相違理由																																																																																																																																							
<p>第3-4表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（全交流動力電源喪失）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDF (1/年)</th> <th>寄与割合</th> <th>全CDF (1/年)</th> <th>燃料損傷防止対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="7">外部電源喪失 + 非常用所内交流電源喪失^{※1}</td> <td>①DG-A 継続運転失敗</td> <td>1.1E-07</td> <td>48.0%</td> <td rowspan="7">2.4E-7 (1.0E-06)^{※2}</td> <td rowspan="7">高圧タンク + 空冷式非常用発電装置 + 恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②DG-A 起動失敗</td> <td>7.5E-08</td> <td>31.0%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>③空調用冷凍機 A 起動失敗</td> <td>4.0E-09</td> <td>1.7%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>④空調用冷凍機 B 起動失敗</td> <td>4.0E-09</td> <td>1.7%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>⑤空調用冷水ポンプ A 起動失敗</td> <td>4.0E-09</td> <td>1.7%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>⑥空調用冷水ポンプ B 起動失敗</td> <td>4.0E-09</td> <td>1.7%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>⑦海水ポンプ A 起動失敗</td> <td>4.0E-09</td> <td>1.7%</td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：POS5 における評価値 ※2：全 POS の炉心損傷程度</p>							事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (1/年)	寄与割合	全CDF (1/年)	燃料損傷防止対策	対策の有効性	外部電源喪失 + 非常用所内交流電源喪失 ^{※1}	①DG-A 継続運転失敗	1.1E-07	48.0%	2.4E-7 (1.0E-06) ^{※2}	高圧タンク + 空冷式非常用発電装置 + 恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水	○	②DG-A 起動失敗	7.5E-08	31.0%	○	③空調用冷凍機 A 起動失敗	4.0E-09	1.7%	○	④空調用冷凍機 B 起動失敗	4.0E-09	1.7%	○	⑤空調用冷水ポンプ A 起動失敗	4.0E-09	1.7%	○	⑥空調用冷水ポンプ B 起動失敗	4.0E-09	1.7%	○	⑦海水ポンプ A 起動失敗	4.0E-09	1.7%	○	<p>第3-2表 事故シーケンス毎の主要なカットセット（全交流動力電源喪失）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>CDF (1/年)</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDF (1/年)</th> <th>寄与割合</th> <th>対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">外部電源喪失 + 交流電源喪失 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗</td> <td rowspan="3">2.2E-13</td> <td>外部電源喪失 (POS-0) + 蓄電池 A + B 同時喪失 + 共通原因故障 + 非常用 DC/DC 連続運転失敗</td> <td>5.8E-14</td> <td>26.0%</td> <td rowspan="3">*大容量送水ポンプ (タイプ I)</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>外部電源喪失 (POS-0) + 蓄電池 A + B 同時喪失 + 共通原因故障 + 非常用 DC/DC 連続運転失敗</td> <td>5.8E-14</td> <td>17.7%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>外部電源喪失 (POS-4) + 蓄電池 A + B 同時喪失 + 共通原因故障 + 非常用 DC/DC 連続運転失敗</td> <td>1.9E-14</td> <td>9.0%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">外部電源喪失 + 交流電源喪失 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗</td> <td rowspan="3">1.7E-12</td> <td>外部電源喪失 (POS-4) + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 + 共通原因故障 + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)</td> <td>1.3E-13</td> <td>9.0%</td> <td rowspan="3">*低圧代替自水系 (電設) (復水移送ポンプ) + 常設代替交流電源設備</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>外部電源喪失 (POS-4) + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 CDF + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)</td> <td>1.0E-13</td> <td>6.1%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>外部電源喪失 (POS-4) + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 CDF + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)</td> <td>1.0E-13</td> <td>6.1%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">外部電源喪失 + 交流電源喪失</td> <td rowspan="3">3.3E-9</td> <td>外部電源喪失 (POS-0) + 蓄電池 A 機能喪失</td> <td>8.3E-9</td> <td>23.0%</td> <td rowspan="3">*大容量送水ポンプ (タイプ I)</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>外部電源喪失 (POS-0) + 蓄電池 A 機能喪失 + 蓄電池 B 機能喪失</td> <td>6.9E-9</td> <td>19.9%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>外部電源喪失 (POS-0) + 蓄電池 B 機能喪失</td> <td>6.9E-9</td> <td>19.9%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">外部電源喪失 + 交流電源喪失</td> <td rowspan="3">1.6E-9</td> <td>外部電源喪失 POS-C1 + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)</td> <td>4.4E-9</td> <td>27.0%</td> <td rowspan="3">*低圧代替自水系 (電設) (復水移送ポンプ) + 常設代替交流電源設備</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>外部電源喪失 POS-C1 + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)</td> <td>3.0E-9</td> <td>18.7%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>外部電源喪失 POS-C2 + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)</td> <td>2.3E-9</td> <td>14.4%</td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table>							事故シーケンス	CDF (1/年)	主要なカットセット	CDF (1/年)	寄与割合	対策	対策の有効性	外部電源喪失 + 交流電源喪失 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	2.2E-13	外部電源喪失 (POS-0) + 蓄電池 A + B 同時喪失 + 共通原因故障 + 非常用 DC/DC 連続運転失敗	5.8E-14	26.0%	*大容量送水ポンプ (タイプ I)	○	外部電源喪失 (POS-0) + 蓄電池 A + B 同時喪失 + 共通原因故障 + 非常用 DC/DC 連続運転失敗	5.8E-14	17.7%	○	外部電源喪失 (POS-4) + 蓄電池 A + B 同時喪失 + 共通原因故障 + 非常用 DC/DC 連続運転失敗	1.9E-14	9.0%	○	外部電源喪失 + 交流電源喪失 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.7E-12	外部電源喪失 (POS-4) + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 + 共通原因故障 + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	1.3E-13	9.0%	*低圧代替自水系 (電設) (復水移送ポンプ) + 常設代替交流電源設備	○	外部電源喪失 (POS-4) + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 CDF + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	1.0E-13	6.1%	○	外部電源喪失 (POS-4) + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 CDF + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	1.0E-13	6.1%	○	外部電源喪失 + 交流電源喪失	3.3E-9	外部電源喪失 (POS-0) + 蓄電池 A 機能喪失	8.3E-9	23.0%	*大容量送水ポンプ (タイプ I)	○	外部電源喪失 (POS-0) + 蓄電池 A 機能喪失 + 蓄電池 B 機能喪失	6.9E-9	19.9%	○	外部電源喪失 (POS-0) + 蓄電池 B 機能喪失	6.9E-9	19.9%	○	外部電源喪失 + 交流電源喪失	1.6E-9	外部電源喪失 POS-C1 + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	4.4E-9	27.0%	*低圧代替自水系 (電設) (復水移送ポンプ) + 常設代替交流電源設備	○	外部電源喪失 POS-C1 + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	3.0E-9	18.7%	○	外部電源喪失 POS-C2 + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	2.3E-9	14.4%	○	<p>第3-2表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（全交流動力電源喪失）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>CDF (1/年)</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDF (1/年)</th> <th>寄与割合</th> <th>対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="5">外部電源喪失 + 非常用所内交流電源喪失</td> <td rowspan="5">1.4E-06</td> <td>①防火兼手動ダンパ 401A 戻し忘れ</td> <td>3.4E-06</td> <td>24%</td> <td rowspan="5">代替非常用発電機 + 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>②防火兼手動ダンパ 404A 戻し忘れ</td> <td>3.4E-06</td> <td>24%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>③防火兼手動ダンパ 405A 戻し忘れ</td> <td>3.4E-06</td> <td>24%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>④ディーゼル発電機 A 継続運転失敗</td> <td>7.8E-07</td> <td>5%</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>⑤ディーゼル発電機 A 起動失敗</td> <td>5.1E-07</td> <td>4%</td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table>							事故シーケンス	CDF (1/年)	主要なカットセット	CDF (1/年)	寄与割合	対策	対策の有効性	外部電源喪失 + 非常用所内交流電源喪失	1.4E-06	①防火兼手動ダンパ 401A 戻し忘れ	3.4E-06	24%	代替非常用発電機 + 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水	○	②防火兼手動ダンパ 404A 戻し忘れ	3.4E-06	24%	○	③防火兼手動ダンパ 405A 戻し忘れ	3.4E-06	24%	○	④ディーゼル発電機 A 継続運転失敗	7.8E-07	5%	○	⑤ディーゼル発電機 A 起動失敗	5.1E-07	4%	○	<p>【女川】【大飯】</p> <p>■個別評価による相違</p>
事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (1/年)	寄与割合	全CDF (1/年)	燃料損傷防止対策	対策の有効性																																																																																																																																																						
外部電源喪失 + 非常用所内交流電源喪失 ^{※1}	①DG-A 継続運転失敗	1.1E-07	48.0%	2.4E-7 (1.0E-06) ^{※2}	高圧タンク + 空冷式非常用発電装置 + 恒設代替低圧注水ポンプによる炉心注水	○																																																																																																																																																						
	②DG-A 起動失敗	7.5E-08	31.0%			○																																																																																																																																																						
	③空調用冷凍機 A 起動失敗	4.0E-09	1.7%			○																																																																																																																																																						
	④空調用冷凍機 B 起動失敗	4.0E-09	1.7%			○																																																																																																																																																						
	⑤空調用冷水ポンプ A 起動失敗	4.0E-09	1.7%			○																																																																																																																																																						
	⑥空調用冷水ポンプ B 起動失敗	4.0E-09	1.7%			○																																																																																																																																																						
	⑦海水ポンプ A 起動失敗	4.0E-09	1.7%			○																																																																																																																																																						
事故シーケンス	CDF (1/年)	主要なカットセット	CDF (1/年)	寄与割合	対策	対策の有効性																																																																																																																																																						
外部電源喪失 + 交流電源喪失 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	2.2E-13	外部電源喪失 (POS-0) + 蓄電池 A + B 同時喪失 + 共通原因故障 + 非常用 DC/DC 連続運転失敗	5.8E-14	26.0%	*大容量送水ポンプ (タイプ I)	○																																																																																																																																																						
		外部電源喪失 (POS-0) + 蓄電池 A + B 同時喪失 + 共通原因故障 + 非常用 DC/DC 連続運転失敗	5.8E-14	17.7%		○																																																																																																																																																						
		外部電源喪失 (POS-4) + 蓄電池 A + B 同時喪失 + 共通原因故障 + 非常用 DC/DC 連続運転失敗	1.9E-14	9.0%		○																																																																																																																																																						
外部電源喪失 + 交流電源喪失 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗	1.7E-12	外部電源喪失 (POS-4) + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 + 共通原因故障 + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	1.3E-13	9.0%	*低圧代替自水系 (電設) (復水移送ポンプ) + 常設代替交流電源設備	○																																																																																																																																																						
		外部電源喪失 (POS-4) + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 CDF + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	1.0E-13	6.1%		○																																																																																																																																																						
		外部電源喪失 (POS-4) + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 CDF + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	1.0E-13	6.1%		○																																																																																																																																																						
外部電源喪失 + 交流電源喪失	3.3E-9	外部電源喪失 (POS-0) + 蓄電池 A 機能喪失	8.3E-9	23.0%	*大容量送水ポンプ (タイプ I)	○																																																																																																																																																						
		外部電源喪失 (POS-0) + 蓄電池 A 機能喪失 + 蓄電池 B 機能喪失	6.9E-9	19.9%		○																																																																																																																																																						
		外部電源喪失 (POS-0) + 蓄電池 B 機能喪失	6.9E-9	19.9%		○																																																																																																																																																						
外部電源喪失 + 交流電源喪失	1.6E-9	外部電源喪失 POS-C1 + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	4.4E-9	27.0%	*低圧代替自水系 (電設) (復水移送ポンプ) + 常設代替交流電源設備	○																																																																																																																																																						
		外部電源喪失 POS-C1 + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	3.0E-9	18.7%		○																																																																																																																																																						
		外部電源喪失 POS-C2 + 非常用 DC/DC 連続運転失敗 + 外電復旧失敗 (短期) + 外電復旧失敗 (長期)	2.3E-9	14.4%		○																																																																																																																																																						
事故シーケンス	CDF (1/年)	主要なカットセット	CDF (1/年)	寄与割合	対策	対策の有効性																																																																																																																																																						
外部電源喪失 + 非常用所内交流電源喪失	1.4E-06	①防火兼手動ダンパ 401A 戻し忘れ	3.4E-06	24%	代替非常用発電機 + 代替格納容器スプレイポンプによる炉心注水	○																																																																																																																																																						
		②防火兼手動ダンパ 404A 戻し忘れ	3.4E-06	24%		○																																																																																																																																																						
		③防火兼手動ダンパ 405A 戻し忘れ	3.4E-06	24%		○																																																																																																																																																						
		④ディーゼル発電機 A 継続運転失敗	7.8E-07	5%		○																																																																																																																																																						
		⑤ディーゼル発電機 A 起動失敗	5.1E-07	4%		○																																																																																																																																																						
<p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、外部電源喪失後の非常用所内交流電源の喪失によって燃料損傷に至る事故シーケンスである。</p> <p>事故シーケンスの主要なカットセットに対して空冷式非常用</p>							<p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○「外部電源喪失 + 交流電源喪失 + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗」では、全交流動力電源が喪失する要因として、蓄電池の共通原因故障や高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電設備の故障が主要なカットセットとして挙げられている。</p> <p>炉心損傷防止対策としては、大容量送水ポンプ (タイプ I)</p>							<p>【主要なカットセットに対する検討】</p> <p>○本カテゴリーに含まれる事故シーケンスは、外部電源喪失後の非常用所内交流電源の喪失によって炉心損傷に至る事故シーケンスである。</p> <p>○「外部電源喪失 + 非常用所内交流電源喪失」では、全交流動力電源が喪失する要因として、ディーゼル発電機に関する人的過誤、ディーゼル発電機の故障が主要なカットセットとして挙げられている。</p> <p>炉心損傷防止対策としては、代替格納容器スプレイポンプ</p>							<p>【女川】</p> <p>■記載方針の相違</p> <p>・記載充実のため炉心損傷に至る要因を記載している箇所であり大飯と比較する</p> <p>【女川】</p> <p>■評価結果の相違</p>																																																																																																																																							

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>発電装置の起動後、蓄圧タンクによる炉心注水及び恒設代替 低圧注水ポンプによる炉心注水によって、燃料損傷防止が可 能である。</p>	<p>による原子炉注水が有効である。</p> <p>○「外部電源喪失＋交流電源喪失＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」 については、非常用ディーゼル発電機の共通原因故障や高圧 炉心スプレィ系ディーゼル発電設備の故障、外部電源復旧失 敗が主要なカットセットとして挙げられている。</p> <p>炉心損傷防止対策としては、低圧代替注水系（常設）（復水 移送ポンプ）及び常設代替交流電源設備による原子炉注水が 有効である。</p> <p>○「外部電源喪失＋直流電源喪失」については、POS-B1や POS-C1等の片区分の電源が待機除外となっているPO Sにおいて、使用可能な区分の蓄電池等の直流電源機器にお ける故障が主要なカットセットとして挙げられている。</p> <p>炉心損傷防止対策としては、大容量送水ポンプ（タイプI） により、炉心損傷防止が可能である。また、原子炉ウェル満水 状態であるPOS-B1においては燃料プール代替注水系、 燃料プールスプレィ系による原子炉注水が有効である。</p> <p>○「外部電源喪失＋交流電源喪失」についても上記と同様に、P OS-A2やPOS-C1等片区分の電源が待機除外となっ ているPOSにおいて、使用可能な区分の非常用ディーゼル 発電機の故障が主要なカットセットとして挙げられている。</p> <p>炉心損傷防止対策としては、低圧代替注水系（常設）（復水 移送ポンプ）及び常設代替交流電源設備による原子炉注水が 有効である。</p>	<p>及び代替非常用発電機による炉心注水が有効である。</p>	<p>・炉型による事故シーケンス 及び対策の相違</p> <p>【大飯】</p> <p>■設計の相違</p> <p>・泊は1次冷却材の系外への 放出の懸念等から蓄圧タンク を停止時の注水手段としてい ない（玄海と同様）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																												
<table border="1" data-bbox="91 225 674 352"> <caption>第3-1表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（反応度の誤投入）</caption> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDF (1/10年)</th> <th>寄与割合</th> <th>全CDF (1/10年)</th> <th>燃料損傷防止対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>反応度の誤投入</td> <td>—</td> <td>5.3E-8</td> <td>100%</td> <td>5.3E-8</td> <td>純水注入停止操作</td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="91 504 674 663"> 【主要なカットセットに対する検討】 ○本事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスは、反応度の誤投入によって燃料損傷に至る事故シーケンスである。純水注入停止操作等の反応度制御を行う燃料損傷防止対策が可能である。 </p>	事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (1/10年)	寄与割合	全CDF (1/10年)	燃料損傷防止対策	対策の有効性	反応度の誤投入	—	5.3E-8	100%	5.3E-8	純水注入停止操作	○		<table border="1" data-bbox="1323 217 1890 309"> <caption>第3-4表 事故シーケンスごとの主要なカットセット（反応度の誤投入）</caption> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>CDF (1/10年)</th> <th>主要なカットセット</th> <th>CDF (1/10年)</th> <th>寄与割合</th> <th>対策</th> <th>対策の有効性</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>反応度の誤投入</td> <td>3.1E-08</td> <td>—</td> <td>3.1E-08</td> <td>100%</td> <td>純水注入停止操作</td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="1323 504 1890 663"> 【主要なカットセットに対する検討】 ○本カテゴリに含まれる事故シーケンスは、反応度の誤投入によって炉心損傷に至る事故シーケンスである。純水注入停止操作等の反応度制御を行う炉心損傷防止対策が可能である。 </p>	事故シーケンス	CDF (1/10年)	主要なカットセット	CDF (1/10年)	寄与割合	対策	対策の有効性	反応度の誤投入	3.1E-08	—	3.1E-08	100%	純水注入停止操作	○	<p data-bbox="1912 268 2154 424"> 【女川】 ■評価方針の相違 ・女川は反応度の誤投入をPRA評価対象外としているため大飯と比較する。 </p> <p data-bbox="1912 437 2154 529"> 【大飯】 ■評価結果の相違 ・個別評価による相違 </p>
事故シーケンス	主要なカットセット	CDF (1/10年)	寄与割合	全CDF (1/10年)	燃料損傷防止対策	対策の有効性																									
反応度の誤投入	—	5.3E-8	100%	5.3E-8	純水注入停止操作	○																									
事故シーケンス	CDF (1/10年)	主要なカットセット	CDF (1/10年)	寄与割合	対策	対策の有効性																									
反応度の誤投入	3.1E-08	—	3.1E-08	100%	純水注入停止操作	○																									

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>3. 2 FV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認</p> <p>FV重要度が1.0×10^{-4}^{※1}を超える基事象に対して、有効性評価で考慮している対策が有効であるかを検討し、その大部分について有効となることを確認した。</p> <p>また、有効性評価中で考慮している対策が有効とされないものを以下のとおり抽出し、これらの基事象が主要なカットセットで確認したものと同様、注水機能の多様化や運転員への注意喚起等の継続的实施によって炉心損傷の発生頻度をさらに低下させることが可能であることを確認した。</p> <p>a. 復水補給水系による原子炉注水が有効とされない基事象 内部事象停止時レベル1 PRAにおいては、重大事故等対処設備である復水補給水系による原子炉等への注水に期待している。そのため、この機能が喪失する基事象が有効性評価で考慮している対策が有効とされない基事象として第3-4表に抽出される。 これらの基事象のFV重要度が高い原因は、POS-B1、POS-B2、POS-C1の崩壊熱除去機能喪失を起因事象とする事故シーケンスでは、待機除外となっているシステムが多いため、復水補給水系以外の注水設備がないことによるものである。ただし、これらのPOSにおいては余裕時間が長く、待機中残留熱除去系（低圧注水モード）や復水補給水系以外の対策として低圧代替注水系（可搬型）を考慮することで炉心損傷を防止することが可能である。</p>	<p>3.2 FV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況の確認</p> <p>FV重要度が1.0×10^{-3}^{※1}を超える基事象に対して、有効性評価で考慮している対策が有効であるかを検討し、その大部分について有効となることを確認した。</p> <p>FV重要度が1.0×10^{-3}を超える基事象を確認したところ、抽出されたすべての基事象に対して、定性的には何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。 支配的な基事象として、余熱除去系起動に関する人的過誤やディーゼル発電機に関する人的過誤が抽出された。これらに対しては、代替格納容器スプレイポンプ及び代替非常用発電機による炉心注水が有効である。</p>	<p>【大飯】 ■記載方針の相違 ・女川実績の反映 ・FV重要度の観点で重大事故等防止対策の対応状況について記載している</p> <p>【女川】 ■評価方針の相違 ・泊はFV重要度が10^{-3}を超える基事象を確認しているが、女川と同じく、内部事象運転時レベル1 PRAよりも1桁小さいオーダーを基準に設定している</p> <p>【女川】 ■評価結果の相違 ・泊はFV重要度が10^{-3}を超える全ての基事象に対して、重大事故等防止対策が有効であることを確認したことから、対策が有効とされないカットセットに係る分析は実施していない</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙5 泊3号炉 PRAにおける主要なカットセットとFV重要度に照らした重大事故等防止対策の対応状況

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																		
	<p>b. 冷却材流出事象において待機中残留熱除去系（低圧注水モード）、復水補給水系の原子炉注水が有効とならない基事象</p> <p>冷却材流出事象が発生して、運転員が認知に失敗した場合は、考慮している対策が有効とならず、炉心損傷に至る（第3-5表）。</p> <p>対策として、運転員の定期的な原子炉水位の監視に加え、マニュアルや手順等による操作時の注意喚起を実施している。具体的には、RHR切替時のLOCAについて、残留熱除去系の切替による原子炉停止時冷却モード起動の際には、原子炉水位に注意することを手順書にて定めている。RHR切替時のLOCAに次いで寄与割合の高いCUWブロー時のLOCAについては、急激な水位の低下が継続しないようにブロー量の管理もされており十分認知のための余裕時間があること、ブロー水の排水先である放射性廃棄物処理設備の運転員による異常の検知にも期待できる。これらのことから、PRA上の想定より、運転員の水位低下の認知はより容易になると考えられる。</p> <p>※1 内部事象停止時PRAにおけるFV重要度は、個々の事故シーケンスの事象進展や対策に大きな差異がないことから、全炉心損傷頻度に対する分析を実施した。その際、全炉心損傷頻度に対する個々の事故シーケンスグループの寄与割合も考慮し、内部事象運転時レベル1 PRAよりも一桁小さい 1.0×10^{-4} を基準として、それを超える基事象について抽出を実施した。</p> <table border="1" data-bbox="725 954 1272 1110"> <caption>第3-4表 MUWCによる原子炉注水が有効とならない基事象とFV重要度</caption> <thead> <tr> <th>基事象</th> <th>FV重要度</th> <th>基事象の説明</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>MUWC 操作失敗</td> <td>7.8E-01</td> <td>MUWC による原子炉注水操作に失敗する基事象</td> </tr> <tr> <td>MUWC ポンプ継続運転失敗共通原因故障</td> <td>1.2E-03</td> <td>複数台の MUWC ポンプが共通原因により運転継続に失敗する基事象</td> </tr> </tbody> </table> <p>第3-5表 冷却材流出事象において待機中RHR（低圧注水モード）、MUWCの原子炉注水が有効とならない基事象とFV重要度</p> <table border="1" data-bbox="725 1203 1272 1382"> <thead> <tr> <th>基事象</th> <th>FV重要度</th> <th>基事象の説明</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LOCA 時の運転員認知失敗(POS-B2)</td> <td>1.7E-04</td> <td>冷却材流出事象が発生し、運転員が認知に失敗した場合は考慮している対策が有効とならず、炉心損傷に至る基事象</td> </tr> <tr> <td>LOCA 時の運転員認知失敗(POS-C1)</td> <td>1.2E-04</td> <td>同上</td> </tr> </tbody> </table>	基事象	FV重要度	基事象の説明	MUWC 操作失敗	7.8E-01	MUWC による原子炉注水操作に失敗する基事象	MUWC ポンプ継続運転失敗共通原因故障	1.2E-03	複数台の MUWC ポンプが共通原因により運転継続に失敗する基事象	基事象	FV重要度	基事象の説明	LOCA 時の運転員認知失敗(POS-B2)	1.7E-04	冷却材流出事象が発生し、運転員が認知に失敗した場合は考慮している対策が有効とならず、炉心損傷に至る基事象	LOCA 時の運転員認知失敗(POS-C1)	1.2E-04	同上	<p>※1 内部事象停止時 PRA における FV 重要度は、個々の事故シーケンスの事故進展や対策に大きな差異がないことから、全炉心損傷頻度に対する分析を実施した。その際、全炉心損傷頻度に対する個々の事故シーケンスグループの寄与割合も考慮し、内部事象運転時レベル1 PRA よりも一桁小さい 1.0×10^{-3} を基準として、それを超える基事象について抽出を実施した。</p>	<p>【女川】</p> <p>■評価結果の相違</p> <p>・泊はFV重要度が 10^{-3} を超える全ての基事象に対して、重大事故等防止対策が有効であることを確認したことから、対策が有効とならないカットセットに係る分析は実施していない</p>
基事象	FV重要度	基事象の説明																			
MUWC 操作失敗	7.8E-01	MUWC による原子炉注水操作に失敗する基事象																			
MUWC ポンプ継続運転失敗共通原因故障	1.2E-03	複数台の MUWC ポンプが共通原因により運転継続に失敗する基事象																			
基事象	FV重要度	基事象の説明																			
LOCA 時の運転員認知失敗(POS-B2)	1.7E-04	冷却材流出事象が発生し、運転員が認知に失敗した場合は考慮している対策が有効とならず、炉心損傷に至る基事象																			
LOCA 時の運転員認知失敗(POS-C1)	1.2E-04	同上																			

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙8 格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">別紙7</p> <p>格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について</p> <p>必ず想定する格納容器破損モードのうち、格納容器直接接触（シェルアタック）については、審査ガイドでは次のように記載されている。</p>	<p style="text-align: right;">別紙8</p> <p>水素燃焼及び格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について</p> <p>「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」の第37条2-1では必ず想定する格納容器破損モードの1つとして水素燃焼及び格納容器直接接触（シェルアタック）を指定している。</p> <p>一方、有効性評価ガイドに基づき、格納容器破損モード抽出のため個別プラント評価として実施した、女川2号の内部事象運転時レベル1.5PRAでは、水素燃焼及び格納容器直接接触を格納容器破損モードの評価対象から除外している。以下に、除外理由の詳細を示す。</p> <p>○水素燃焼の除外理由</p> <p>有効性評価ガイドにおける、水素燃焼の現象の概要は以下のとおりである。</p> <div style="border: 1px dashed black; padding: 5px;"> <p>【審査ガイドの記載】</p> <p>原子炉格納容器内に酸素等の反応性のガスが混在していると、水-ジルコニウム反応等によって発生した水素と反応することによって激しい燃焼が生じ、原子炉格納容器が破損する可能性がある。</p> </div> <p>・炉心損傷に伴う格納容器内の気体の組成及び存在割合の変化</p> <p>女川2号（BWR）では、運転中は格納容器内を常時窒素で置換しており、酸素の濃度は2.5vol%以下に管理されている。一般に可燃限界とされている濃度は、水素が4vol%以上かつ酸素が5vol%以上の場合である。</p> <p>水-ジルコニウム反応の程度や水蒸気等他の気体の存在</p>	<p style="text-align: right;">別紙8</p> <p>格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について</p> <p>「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」の第37条2-1では必ず想定する格納容器破損モードの1つとして格納容器直接接触（シェルアタック）を指定している。</p> <p>一方、有効性評価ガイドに基づき、格納容器破損モード抽出のため個別プラント評価として実施した、泊発電所3号炉の内部事象運転時レベル1.5PRAでは、格納容器直接接触を格納容器破損モードの評価対象から除外している。以下に、除外理由の詳細を示す。</p>	<p>【大飯】</p> <p>■資料番号の相違</p> <p>【女川】</p> <p>■評価方針の相違</p> <p>・泊は水素燃焼を格納容器破損モードの評価対象に含めている。（大飯と同様） （以下、相違理由説明を省略）</p> <p>【大飯】</p> <p>■記載表現の相違</p> <p>・女川に記載統一 （以下、相違理由説明を省略）</p> <p>【女川】</p> <p>■名称の相違</p> <p>・申請プラント （以下、相違理由説明を省略）</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙8 格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について

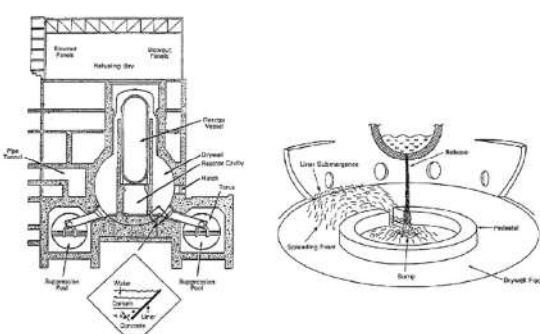
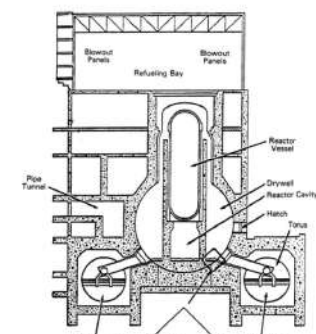
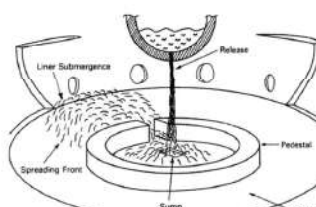
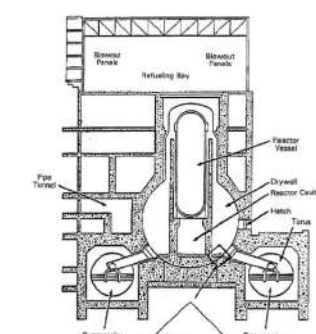
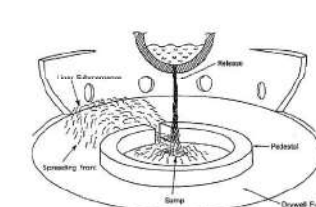
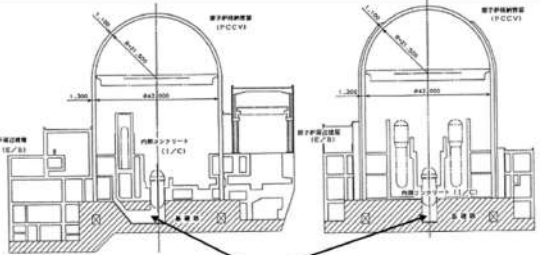
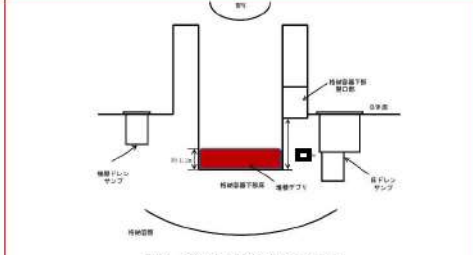
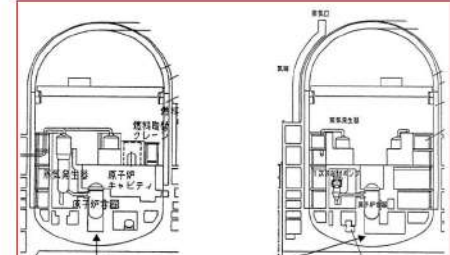
大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(5) 格納容器直接接触（シェルアタック）</p> <p>a. 現象の概要</p> <p>原子炉圧力容器内の熔融炉心が原子炉格納容器内の床上へ流れ出す時に、熔融炉心が床面で拡がり原子炉格納容器の壁に接触することによって、原子炉格納容器が破損する場合があります。</p>	<p>割合にも依るが、燃料温度の著しい上昇に伴って水-ジルコニウム反応が生じる状況になれば、水素濃度は4 vol%をほぼ上回る。</p> <p>一方酸素は、事象発生前から格納容器内に存在している量の他には水の放射線分解によって生じるのみである。このため、炉心損傷後の格納容器内での水素燃焼の発生を考慮する際には、酸素濃度に着目する必要がある。</p> <p>なお、水の放射線分解による酸素濃度の上昇に対して保守的なシナリオで評価しても、事象発生から7日以内に酸素濃度が5 vol%を超えることはない。</p> <p>・内部事象運転時レベル1. 5 PRAの格納容器破損モードから除外する理由</p> <p>内部事象運転時レベル1. 5 PRAにおいて、イベントツリーに水素燃焼に関するヘディングを設けているが、上記のとおり、7日以内に酸素濃度が5 vol%を超えることはなく、また、7日以上については酸素濃度の上昇について何らかの対応が講じられると考え、水素燃焼に関するヘディングの分岐確率をゼロとして除外した。</p> <p>ただし、有効性評価においては、酸素濃度の観点で最も厳しいシナリオを考慮し、可燃限界に至らないことを示している。</p> <p>なお、格納容器外部からの空気の流入によって酸素濃度が上昇する場合については、既に格納容器の隔離機能が失われていることで格納容器破損の位置づけにしており、内部事象運転時レベル1. 5 PRAの対象外とする。</p> <p>○格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由</p> <p>有効性評価ガイドにおける、「格納容器直接接触（シェルアタック）」の現象の概要は以下のとおりである。</p> <p>【審査ガイドの記載】</p> <p>原子炉圧力容器内の熔融炉心が原子炉格納容器内の床上へ流れ出す時に、熔融炉心が床面で拡がり原子炉格納容器の壁に接触することによって、原子炉格納容器が破損する場合があります。</p>	<p>○格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由</p> <p>有効性評価ガイドにおける、「格納容器直接接触（シェルアタック）」の現象の概要は以下のとおりである。</p> <p>【審査ガイドの記載】</p> <p>原子炉圧力容器内の熔融炉心が原子炉格納容器内の床上へ流れ出す時に、熔融炉心が床面で拡がり原子炉格納容器の壁に接触することによって、原子炉格納容器が破損する場合があります。</p>	

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙8 格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>この格納容器直接接触（シェルアタック）については、NUREG/CR-6025にて知見がまとめられている。なお、格納容器直接接触（シェルアタック）について、NUREG/CR-6025では、メルトアタック及びライナーアタックと呼ばれている。</p> <p>NUREG/CR-6025では格納容器直接接触（シェルアタック）について、BWRマークI型プラントに対する検討が行われている。BWRマークI型のドライウェル及びサブプレッションプールの模式図を第1図及び第2図に示す。BWRマークI型では原子炉容器から流出した溶融炉心がベDESTALと呼ばれる台座で囲われたエリアに落下するが、ベDESTALに開口部があり、溶融炉心が広がった際に原子炉格納容器の壁面に接触するという事象があることを示している。</p> <p>このような事象が発生しやすいプラント構造は、マークI型BWR特有であり、PWRでは原子炉格納容器が大きく、溶融炉心が落下する原子炉下部キャビティから原子炉格納容器壁面へ溶融炉心が流れる構造にはなっていない（第3図参照）。このため、溶融炉心が床面に拡がり原子炉格納容器の壁に接触するような事象（シェルアタック）の発生の可能性はない。</p> <p>よって、必ず想定する格納容器破損モードであるが、PWRプラントの原子炉格納容器の構造上、発生の可能性がないため想定する格納容器破損モードから除外した。</p>	<p>・シェルアタックについて</p> <p>シェルアタックについては、NUREG/CR-6025^[1]において、BWR Mark-I型格納容器に対する検討が実施されている。BWR Mark-I型格納容器におけるシェルアタックのメカニズムは次のとおり。</p> <p>炉心損傷後、原子炉圧力容器底部から流出した溶融炉心は格納容器下部に落下する。この時、BWR Mark-I型格納容器は格納容器下部に切れ込み（図1）があるため、溶融炉心が格納容器下部床面に広がった場合、溶融炉心が切れ込みから格納容器下部の外側に流出して格納容器の壁面（金属製のライナー部分）に接触する可能性（図2）がある。</p> <p>この事象は、格納容器の構造上、BWR Mark-I型格納容器特有である。</p> <p>・内部事象運転時レベル1.5PRAの格納容器破損モードから除外する理由</p> <p>女川2号炉の格納容器（Mark-I改良型）は、図3に示すとおり、格納容器下部床に落下したデブリが、ドライウェル床へ広がらない構造である。</p> <p>従って、必ず想定する格納容器破損モードであるが、BWR Mark-I改良型格納容器の構造上、発生の可能性がないことから、内部事象運転時レベル1.5PRAの対象から除外した。</p> <p>なお、同様の理由により、有効性評価の対象からも除外している。</p>	<p>・シェルアタックについて</p> <p>シェルアタックについては、NUREG/CR-6025^[1]において、BWR Mark-I型格納容器に対する検討が実施されている。BWR Mark-I型格納容器におけるシェルアタックのメカニズムは次のとおり。</p> <p>炉心損傷後、原子炉圧力容器底部から流出した溶融炉心は格納容器下部に落下する。この時、BWR Mark-I型格納容器は格納容器下部に切れ込み（図1）があるため、溶融炉心が格納容器下部床面に広がった場合、溶融炉心が切れ込みから格納容器下部の外側に流出して格納容器の壁面（金属製のライナー部分）に接触する可能性（図2）がある。</p> <p>この事象は、格納容器の構造上、BWR Mark-I型格納容器特有である。</p> <p>・内部事象運転時レベル1.5PRAの格納容器破損モードから除外する理由</p> <p>PWRプラントである泊発電所3号炉の格納容器は、図3に示すとおり、原子炉格納容器が大きく、原子炉下部キャビティに落下したデブリが、原子炉格納容器壁面へ流れない構造である。</p> <p>したがって、必ず想定する格納容器破損モードであるが、PWRプラントの原子炉格納容器の構造上、発生の可能性がないことから、内部事象運転時レベル1.5PRAの対象から除外した。</p> <p>なお、同様の理由により、有効性評価の対象からも除外している。</p>	<p>【女川】</p> <p>■炉型の相違</p> <p>・格納容器下部の構造は異なるが、溶融炉心が格納容器壁面に接触する可能性がない点は同等。（大飯と同様）</p> <p>【女川】</p> <p>■記載表現の相違</p>

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

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第1図 BWRマークI型プラントにおける格納容器直接接触</p> <p>第2図 BWRマークI型プラントにおける格納容器直接接触の物理現象図</p> <p>出典：NUREG/CR-0025, The Probability of Mark-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner, 1993</p>	 <p>図1 BWR Mark-I型格納容器におけるシェルアタックのイメージ（側面図）⁽¹⁾</p>  <p>図2 BWR Mark-I型格納容器における溶融炉心の格納容器下部外側への流出のイメージ⁽¹⁾</p>	 <p>図1 BWR Mark-I型格納容器におけるシェルアタックのイメージ（側面図）⁽¹⁾</p>  <p>図2 BWR Mark-I型格納容器における溶融炉心の格納容器下部外側への流出のイメージ⁽¹⁾</p>	<p>相違理由</p>
 <p>原子炉下部キャビティ</p> <p>第3図 大飯3号炉及び4号炉の原子炉下部キャビティ</p>	 <p>図3 格納容器下部内堆積デブリ状況</p> <p>格納容器下部床面上に堆積する溶融デブリ体積は100%炉心落下を想定しても約27㎡であり、格納容器下部床面積約24㎡からデブリ体積高さは約1.2mであるが、格納容器下部床から格納容器下部開口部下端までの高さ1.2mあるため、ドライウェル床に溶融デブリが溢がることはない。なお、溶融炉心の流動性は高いため、格納容器下部開口部を上回るほど高く堆積することはないと考えられる。</p> <p>枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。</p>	 <p>原子炉下部キャビティ</p> <p>第3図 泊発電所3号炉の原子炉下部キャビティ</p>	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■炉型の相違 ・泊は原子炉格納容器の構造上、原子炉容器下部に格納容器直接接触の発生経路となり得る開口部はない。（大飯についても泊と同様） <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■設計の相違 ・泊と大飯で原子炉格納容器の設計が異なるが、原子炉容器下部に格納容器直接接触の発生経路となり得る開口部がない点は同様。

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙8 格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>なお、熔融デブリの堆積高さに関する評価の条件等は以下のとおり。</p> <p>1. MAAP コードで取り扱う熔融デブリについて</p> <p>MAAPコードでは、格納容器下部内へ落下するコリウム成分として、全炉心相当のUO₂、Zr(被覆管、チャンネルボックス、ウォータロッド、スペーサ)、炉心下部構造(炉心支持板、燃料支持金具)及び下部プレナム内SUS (CR、制御棒駆動系、制御棒駆動系ハウジング、ガイドチューブ)等である。これらで構成されるデブリが格納容器下部に落下し、格納容器下部がドライな状態では熔融デブリは格納容器下部床を容易に拡がり、一様に堆積するものとして堆積高さを評価している。</p> <p>2. 熔融デブリの堆積高さの不確かさについて</p> <p>(1)格納容器下部内の構造物の影響</p> <p>格納容器下部内には、様々な構造物が存在しており、その構造物が堆積したデブリにより熔融し、デブリ堆積高さが増加する可能性がある。制御棒や炉心支持板等の炉内構造物も含めた全炉心相当のUO₂及びZr等のデブリ容積に加えて、格納容器下部内の構造物として、制御棒駆動系自動交換機プラットフォーム、中性子束計測ハウジング等に加え、破損口となる制御棒駆動系ハウジング1本と隣接する4本の制御棒駆動系ハウジングを巻き込んだ場合を想定しても、デブリ堆積高さは約1.5mとなり、増加分は約0.3mであることから、ドライウェル床に熔融デブリが拡がることは無い。</p> <p>(2)デブリ粒子化に伴う影響</p> <p>シビアアクシデント対策である格納容器下部内の初期水張りを実施した際、落下してくる熔融デブリの一部は粒子化すると考えられる。この粒子化したデブリを考慮するとその分堆積デブリの高さは増加する。</p> <p>この条件を踏まえ、全量が粒子化した際の堆積高さを評価(以下「評価ケース1」という。)する。このとき粒子化したデブリが、密度が低く堆積高さが高くなると考えられる単純立方格子として堆積すると仮定すると、ポロシティは0.48であり、堆積高さは(1)で考慮した堆積高さ約1.5mに対し、デブリ堆積高さは約</p>		<p>【女川】</p> <p>■炉型の相違</p> <p>・泊は原子炉下部キャビティへの熔融デブリ落下を想定した場合でも、格納容器直接接触の発生経路となり得る開口部がないため、熔融デブリの堆積高さに関する評価は実施していない。(大飯についても泊と同様)</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙8 格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>2.9mとなるが、格納容器下部床から格納容器下部開口部までの高さは□m以下であることから、粒子化に伴う堆積高さの増加を考慮してもドライウェル床にデブリが拡がることはない。</p> <p>(3) 熔融炉心の落下位置及び堆積形状に係る知見の影響 熔融炉心の落下位置及び堆積形状に係る知見として、近年、以下のものがある。</p> <p>① 東京電力福島第一原子力発電所2号炉における格納容器下部の調査結果により熔融炉心が原子炉圧力容器の中心位置から偏って落下した可能性がある。</p> <p>② PULiMS実験^[2]において確認された熔融炉心の堆積高ささと拡がり距離のアスペクト比が確認されている。</p> <p>本評価(以下「評価ケース2」という。)では、評価ケース1よりもデブリ堆積高さを保守的に評価するため、これら近年の知見を踏まえ、熔融炉心が原子炉圧力容器の中心位置から偏って落下し、熔融炉心が円錐状に堆積するという仮定で堆積高さの評価を行った。</p> <p>a) デブリ堆積高さの評価条件 評価ケース2において、評価ケース1に対する変更点は以下のとおり。この他の評価条件は評価ケース1の評価条件と同等である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 熔融炉心の落下位置として最外周の制御棒駆動機構位置を設定し、落下した熔融炉心が円錐状に堆積する。 <p>図4に、原子炉圧力容器下部の偏心位置から熔融炉心が落下し、円錐状に堆積した場合を想定した図を示す。</p> <p>b) 熔融炉心の堆積高さの評価結果 表1に、各評価ケースでのデブリ堆積高さの評価結果を示す。</p> <p>評価ケース2において、デブリ堆積の頂点位置における高さは約3.2mであり、格納容器下部開口高さ(□m)を下回っている評価結果となった。</p> <p>よって、熔融炉心が原子炉圧力容器下部の偏心位置から落下し円錐状に堆積した場合においても、ドライウェル床面に流出することはない。熔融炉心が格納容器壁面に直接接触することはない。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: fit-content; margin: 0 auto;"> 枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。 </div>		

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙8 格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由									
	<p data-bbox="772 236 1249 255">表1 各評価ケースにおけるデブリ堆積高さ</p> <table border="1" data-bbox="772 255 1249 379"> <thead> <tr> <th></th> <th>評価ケース1</th> <th>評価ケース2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>デブリ堆積高さ (格納容器下部壁面位置)</td> <td>約2.9m</td> <td>約3.1m</td> </tr> <tr> <td>デブリ堆積高さ (頂点)</td> <td>約2.9m</td> <td>約3.2m</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="817 762 1249 782">図4 堆積デブリと格納容器下部開口部の高さ関係</p> <p data-bbox="698 874 784 893">参考文献</p> <p data-bbox="698 909 1308 1002">[1] NUREG/CR-6025, The Probability of MARK-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner, U.S. Nuclear Regulatory Commission (1993)</p> <p data-bbox="698 1018 1308 1136">[2] A. Konovalenko, et al., "Experimental Results on Pouring and Underwater Liquid Melt Spreading and Energetic Melt-Coolant Interaction," Proceedings of NUTHOS-9, N9P0303, Taiwan (2012).</p> <p data-bbox="840 1369 1198 1388">枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。</p>		評価ケース1	評価ケース2	デブリ堆積高さ (格納容器下部壁面位置)	約2.9m	約3.1m	デブリ堆積高さ (頂点)	約2.9m	約3.2m	<p data-bbox="1308 874 1393 893">参考文献</p> <p data-bbox="1308 909 1917 1002">[1] NUREG/CR-6025, The Probability of MARK-I Containment Failure by Melt-Attack of the Liner, U.S. Nuclear Regulatory Commission (1993)</p>	
	評価ケース1	評価ケース2										
デブリ堆積高さ (格納容器下部壁面位置)	約2.9m	約3.1m										
デブリ堆積高さ (頂点)	約2.9m	約3.2m										

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙9 gモード（温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（TI-SGTR））に係る追加要否の検討について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">別紙8</p> <p>gモード（温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（TI-SGTR））に係る追加要否の検討について</p> <p>gモード（蒸気発生器伝熱管破損）はレベル1.5PRA上の破損モードとして抽出される格納容器バイパスに該当することから炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」にて有効性評価の対象としている。</p> <p>一方、当該破損モードの1つの破損形態として温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（TI-SGTR）が想定される。</p> <p>TI-SGTRは炉心損傷後に1次冷却系が高圧かつ2次冷却系への給水がない限定的な条件下で発生する可能性が生じるものであり、ウエスチングハウス社製4ループPWRプラントを検討対象としたNUREG/CR-6995においても以下の内容が記載されている。</p> <p>【NUREG/CR-6995の記載概要】</p> <ul style="list-style-type: none"> 1次冷却系が高圧で2次冷却系がドライで低圧の条件下、いわゆる high-dry-low 条件下でのクリーブ破損によるSG伝熱管破損及び格納容器バイパスは、高圧条件の排除、ドライ条件の排除及びRCS圧力の低減、2次冷却系の低圧条件の排除によって防止できる。 high-dry-low 条件においても高温側配管が先に破損することが予測されている。 2次冷却系の減圧を伴わないシーケンスでは、格納容器バイパスに至らず、2次冷却系の圧力が維持されてSG伝熱管負荷が減少すれば、高温側配管、サージ配管、RVより先にSG伝熱管が破損することはない。 RCPシール漏えいによりRCS圧力が低下し、SG伝熱管負荷が減少するため、高温側配管、サージ配管、RVより先にSG伝熱管破損に至ることは防げる。 タービン動補助給水作動の場合、SG伝熱管外面がウェット状態に維持され、RCS除熱が過熱を防ぐため、格納容器バイパスに至らない。 		<p style="text-align: right;">別紙9</p> <p>gモード（温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（TI-SGTR））に係る追加要否の検討について</p> <p>gモード（蒸気発生器伝熱管破損）はレベル1.5PRA上の破損モードとして抽出される格納容器バイパスに該当することから炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」にて有効性評価の対象としている。</p> <p>一方、当該破損モードの1つの破損形態として温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（TI-SGTR）が想定される。</p> <p>TI-SGTRは、炉心損傷後に1次冷却系が高圧かつ2次冷却系への給水がない限定的な条件下で発生する可能性が生じるものであり、ウエスチングハウス社製4ループPWRプラントを検討対象としたNUREG/CR-6995においても以下の内容が記載されている。</p> <p>【NUREG/CR-6995の記載概要】</p> <ul style="list-style-type: none"> 1次冷却系が高圧で2次冷却系がドライで低圧の条件下、いわゆる high-dry-low 条件下でのクリーブ破損によるSG伝熱管破損及び格納容器バイパスは、高圧条件の排除、ドライ条件の排除及びRCS圧力の低減並びに2次冷却系の低圧条件の排除によって防止できる。 high-dry-low 条件においても高温側配管が先に破損することが予測されている。 2次冷却系の減圧を伴わないシーケンスでは、格納容器バイパスに至らず、2次冷却系の圧力が維持されてSG伝熱管負荷が減少すれば、高温側配管、サージ配管、RVより先にSG伝熱管が破損することはない。 RCPシール漏えいによりRCS圧力が低下し、SG伝熱管負荷が減少するため、高温側配管、サージ配管、RVより先にSG伝熱管破損に至ることは防げる。 タービン動補助給水作動の場合、SG伝熱管外面がウェット状態に維持され、RCS除熱が過熱を防ぐため、格納容器バイパスに至らない。 	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■炉型の相違 ・PWR特有の評価に関する資料であり、女川では該当する資料が無いことから、本資料については大飯と比較する。 <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■資料番号の相違 <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載表現の相違

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙9 gモード（温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（TI-SGTR）に係る追加要否の検討について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>今回、レベル1.5 PRAの定量化結果ではTI-SGTRによる格納容器破損頻度（CFF）は1.9×10^{-7}（/炉年）であり全CFFへの寄与も0.4%程度である。</p> <p>レベル1 PRAの結果からは、1次冷却系が高圧で2次冷却系への給水がないプラント状態に該当する事故シーケンスグループは以下の3つの事故シーケンスグループであるが、これらに対しては、合計炉心損傷頻度の99%以上に対して炉心損傷防止対策の有効性が確認されており、TI-SGTRが発生する可能性は非常に小さい。</p> <p>【TI-SGTR発生の可能性を有する事故シーケンスグループ】</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) 2次冷却系からの除熱機能喪失 (b) 全交流動力電源喪失 (c) 原子炉補機冷却機能喪失 <p>以上より、発生する可能性が極めて低い当該破損モードを個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。</p> <p>なお、低頻度ではあるものの、1次冷却系が高圧の状態において炉心損傷が発生する場合には、「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」への対応と同様に加圧器逃がし弁の手動開放による1次冷却系の減圧操作を実施することにより、TI-SGTRの発生回避を図ることが可能である。仮に、TI-SGTRが発生した場合には破損SGの隔離操作や溶融炉心の冷却のための格納容器スプレイ等可能な対応を実施するとともに、損傷程度に応じて可搬型ポンプ・放水砲等を活用した大規模損壊対応により影響の緩和を図ることとなる。</p>		<p>今回、レベル1.5PRAの定量化結果ではTI-SGTRによる格納容器破損頻度（CFF）は6.3×10^{-8}（/炉年）であり全CFFへの寄与も0.03%程度である。</p> <p>レベル1 PRAの結果からは、1次冷却系が高圧で2次冷却系への給水がないプラント状態に該当する事故シーケンスグループは以下の3つの事故シーケンスグループであるが、これらに対しては、合計炉心損傷頻度の99%以上に対して炉心損傷防止対策の有効性が確認されており、TI-SGTRが発生する可能性は非常に小さい。</p> <p>【TI-SGTR発生の可能性を有する事故シーケンスグループ】</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) 2次冷却系からの除熱機能喪失 (b) 全交流動力電源喪失 (c) 原子炉補機冷却機能喪失 <p>以上より、発生する可能性が極めて低い当該破損モードを個別プラント評価により格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。</p> <p>なお、低頻度ではあるものの、1次冷却系が高圧の状態において炉心損傷が発生する場合には、「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」への対応と同様に加圧器逃がし弁の手動開放による1次冷却系の減圧操作を実施することにより、TI-SGTRの発生回避を図ることが可能である。仮に、TI-SGTRが発生した場合には破損SGの隔離操作や溶融炉心の冷却のための格納容器スプレイ等可能な対応を実施するとともに、損傷程度に応じて可搬型ポンプ・放水砲等を活用した大規模損壊対応により影響の緩和を図ることとなる。</p>	<p>【大飯】</p> <p>■評価結果の相違</p> <p>・個別評価による</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙10 βモード（格納容器隔離失敗）の想定について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">別紙9</p> <p style="text-align: center;">βモード（格納容器隔離失敗）の想定について</p> <p>内部事象レベル1.5 PRAにおいて、格納容器隔離失敗として参考としているNUREGの想定及び実際の格納容器隔離失敗の想定について以下にまとめる。</p> <p>1. 隔離失敗確率で参照した米国文献(NUREG/CR-4220) Large leakage eventsの発生確率として、NUREG/CR-4220に記載のある5.0×10^{-3}を用いている。 この確率はLER(Licensee Event Report)データベース（データ集計期間：1965年～1983年）から大規模漏えいに至る事象（4件）を抽出し、その時の運転炉年（740炉年）で割り算して求めた値である。 LERではエアロック関連事象が302件、うちエアロックドア開が75件あったが、これらの殆どは数秒から数時間という短時間であった。 4時間継続したものとして4件（第1表参照）が抽出され、うち2件は原子炉格納容器に穴が開いたもの、1件は隔離弁開、1件はバイパス弁開である。</p>	<p style="text-align: right;">別紙9</p> <p style="text-align: center;">格納容器隔離の想定について</p> <p>内部事象運転時レベル1.5 PRAにおいて、格納容器隔離失敗として参考としているNUREGの想定及び実際の格納容器隔離失敗の想定について以下にまとめる。</p> <p>1. 格納容器隔離失敗確率の参考文献 米国の格納容器隔離機能の信頼性を検討した文献(NUREG/CR-4220^[1])では、隔離失敗による大規模漏えい事象の発生確率として5×10^{-3}を算出している。この値は、米国NRCのLERs(Licensee Event Reports)データベース(1965年～1984年)から大規模漏えいに至る事象を4件抽出、事象継続時間を1年として、運転炉年(740炉年)に対する割合として求められたものである。抽出された4件は、手順の問題や運転員の操作ミスの結果生じる格納容器の破損を含む事象であり、表1のとおりである。 なお、この4件以外にもエアロック開放に関する事象が75件抽出されているが、これらの事象の継続時間は数時間程度までである。事象継続時間を保守的に4時間と設定して、これらの事象による隔離失敗確率を算出すると5×10^{-5}程度となると報告されており、5×10^{-3}に比較して十分小さい値である。</p> <p style="color: red;">ただし、BWRにおいては、定格運転中は格納容器内を窒素置換しているため、エアロック開閉に伴う隔離失敗は想定されない。</p>	<p style="text-align: right;">別紙10</p> <p style="text-align: center;">βモード（格納容器隔離失敗）の想定について</p> <p>内部事象運転時レベル1.5PRAにおいて、格納容器隔離失敗として参考としているNUREGの想定及び実際の格納容器隔離失敗の想定について以下にまとめる。</p> <p>1. 格納容器隔離失敗確率の参考文献 米国の格納容器隔離機能の信頼性を検討した文献(NUREG/CR-4220^[1])では、隔離失敗による大規模漏えい事象の発生確率として5×10^{-3}を算出している。この値は、米国NRCのLER(Licensee Event Report)データベース(1965年～1983年)から大規模漏えいに至る事象を4件抽出、事象継続時間を1年として、運転炉年(740炉年)に対する割合として求められたものである。抽出された4件は、手順の問題や運転員の操作ミスの結果生じる格納容器の破損を含む事象であり、表1のとおりである。 なお、この4件以外にもエアロック開放に関する事象が75件抽出されているが、これらの事象の継続時間は数時間程度までである。事象継続時間を保守的に4時間と設定して、これらの事象による隔離失敗確率を算出すると5×10^{-5}程度となると報告されており、5×10^{-3}に比較して十分小さい値である。</p>	<p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■資料番号の相違 【女川】 ■記載表現の相違 ・泊は格納容器破損モードのギリシヤ文字での割り当てを記載している。(大飯と同様) <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載表現の相違 ・女川に記載統一 (以下、相違理由説明を省略) <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載表現の相違 ・NUREG/CR-4220では1965年から1984年のLERデータベースの事象を分析しており、そのうち1965年から1983年のデータによって算出される格納容器隔離失敗確率をレベル1.5PRAでは採用している。女川は前者の期間、泊は後者の期間を記載している。(大飯と同様) (以下、相違理由説明を省略) <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■炉型の相違（エアロック開閉に係る運用） ・泊は作業等により定格運転中の原子炉格納容器に立ち

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙10 βモード（格納容器隔離失敗）の想定について

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																													
<p>第1表 大規模漏えいに至る事象</p> <table border="1" data-bbox="152 300 645 486"> <thead> <tr> <th>Reactor</th> <th>Year</th> <th>Event</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Oconee1</td> <td>1973</td> <td>Isolation Valves Open</td> </tr> <tr> <td>San Onofre1</td> <td>1977</td> <td>Holes in Containment</td> </tr> <tr> <td>Palisades</td> <td>1979</td> <td>By-pass Valves Open</td> </tr> <tr> <td>Surry1</td> <td>1980</td> <td>Holes in Containment</td> </tr> </tbody> </table> <p>出典：NUREG/CR-4220(Reliability Analysis of Containment Isolation System)</p> <p>2. 実プラントにおいて想定される格納容器隔離失敗（漏えい経路） 実プラントにおける格納容器隔離失敗として、機械的な故障による隔離失敗、人的過誤による弁及びフランジの復帰忘れが考えられる。 ①機械的な故障による隔離失敗 ・格納容器貫通部スリーブからの漏えい 原子炉格納容器内から原子炉格納容器外（アンユラス部）への配管貫通部にはスリーブが設置されており、このスリーブが破損すると格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。 ・アクセス部からの漏えい 機器搬入口、通常用エアロック、非常用エアロック等のアクセス部はガスケットによりシールされている。このシール</p>	Reactor	Year	Event	Oconee1	1973	Isolation Valves Open	San Onofre1	1977	Holes in Containment	Palisades	1979	By-pass Valves Open	Surry1	1980	Holes in Containment	<p>表1 大規模漏えいとして抽出された事象（NUREG/CR-4220）</p> <table border="1" data-bbox="734 316 1281 459"> <thead> <tr> <th>Reactor</th> <th>Year</th> <th>Event</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Oconee 1</td> <td>1973</td> <td>Isolation Valves Open</td> </tr> <tr> <td>San Onofre 1</td> <td>1977</td> <td>Holes in Containment</td> </tr> <tr> <td>Palisades</td> <td>1979</td> <td>By-pass Valves Open</td> </tr> <tr> <td>Surry 1</td> <td>1980</td> <td>Holes in Containment</td> </tr> </tbody> </table> <p>実プラントで想定される格納容器からの漏えい経路は2.に示すとおりであり、NUREG/CR-4220で報告されている漏えい経路と同様と考え、格納容器隔離失敗の発生確率としてLERsデータベースに基づく値を使用することとした。 なお、上記で用いたデータはPWRに対するものであるが、BWRでは格納容器内を窒素雰囲気として管理し漏えいを検出しやすいことから、PWRのデータは、保守的であると考えられる。</p> <p>2. 実プラントで想定される格納容器隔離失敗の経路 実プラント（女川2号炉）で想定される格納容器隔離失敗は、機械的破損及び人的過誤による隔離機能喪失であり、以下に示すとおりである。 (1) 機械的破損による隔離機能喪失 a) 格納容器貫通部からの漏えい 格納容器の電気配線貫通部や配管貫通部が破損している場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。 b) 格納容器アクセス部等からの漏えい ドライウェル主フランジ、機器搬出入口、所員用エアロック等のアクセス部のシール部又は溶接部が破損している場</p>	Reactor	Year	Event	Oconee 1	1973	Isolation Valves Open	San Onofre 1	1977	Holes in Containment	Palisades	1979	By-pass Valves Open	Surry 1	1980	Holes in Containment	<p>表1 大規模漏えいとして抽出された事象（NUREG/CR-4220）</p> <table border="1" data-bbox="1352 319 1868 459"> <thead> <tr> <th>Reactor</th> <th>Year</th> <th>Event</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Oconee 1</td> <td>1973</td> <td>Isolation Valves Open</td> </tr> <tr> <td>San Onofre 1</td> <td>1977</td> <td>Holes in Containment</td> </tr> <tr> <td>Palisades</td> <td>1979</td> <td>By-pass Valves Open</td> </tr> <tr> <td>Surry 1</td> <td>1980</td> <td>Holes in Containment</td> </tr> </tbody> </table> <p>実プラントで想定される格納容器からの漏えい経路は2.に示すとおりであり、NUREG/CR-4220で報告されている漏えい経路と同様と考え、格納容器隔離失敗の発生確率としてLERデータベースに基づく値を使用することとした。</p> <p>2. 実プラントで想定される格納容器隔離失敗の経路 実プラント（泊3号炉）で想定される格納容器隔離失敗は、機械的破損及び人的過誤による隔離機能喪失であり、以下に示すとおりである。 (1) 機械的破損による隔離機能喪失 a) 格納容器貫通部からの漏えい 原子炉格納容器の電気配線貫通部や配管貫通部が破損している場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。 b) 格納容器アクセス部からの漏えい 機器搬入口、通常用エアロック、非常用エアロック等のアクセス部のシール部又は溶接部が破損している場合には、格</p>	Reactor	Year	Event	Oconee 1	1973	Isolation Valves Open	San Onofre 1	1977	Holes in Containment	Palisades	1979	By-pass Valves Open	Surry 1	1980	Holes in Containment	<p>入る場合が想定される。（大飯についても泊と同様）</p> <p>【女川】 ■炉型の相違 ・女川の記載はPWRとの相違点を説明するものであり、泊への反映は不要。（大飯についても泊と同様）</p> <p>【女川】 ■名称の相違 ・申請プラント （以下、相違理由説明を省略）</p> <p>【女川】 ■炉型の相違 ・女川はBWR特有の設備であ</p>
Reactor	Year	Event																																														
Oconee1	1973	Isolation Valves Open																																														
San Onofre1	1977	Holes in Containment																																														
Palisades	1979	By-pass Valves Open																																														
Surry1	1980	Holes in Containment																																														
Reactor	Year	Event																																														
Oconee 1	1973	Isolation Valves Open																																														
San Onofre 1	1977	Holes in Containment																																														
Palisades	1979	By-pass Valves Open																																														
Surry 1	1980	Holes in Containment																																														
Reactor	Year	Event																																														
Oconee 1	1973	Isolation Valves Open																																														
San Onofre 1	1977	Holes in Containment																																														
Palisades	1979	By-pass Valves Open																																														
Surry 1	1980	Holes in Containment																																														

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙10 βモード（格納容器隔離失敗）の想定について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>部及び溶接部が破損すると格納容器内雰囲気漏えいする可能性がある。</p> <p>・格納容器空調系統からの漏えい 格納容器給気系統等のバウダリの破損により格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。これらの系統は通常運転中は隔離弁により隔離されているが、隔離弁からの漏えいがあるとアニユラス部、補助建屋等に格納容器内雰囲気が漏えいする。</p> <p>・格納容器外バウダリからの漏えい 格納容器再循環配管及び格納容器スプレィ配管は格納容器内雰囲気と連通しており、これらのバウダリが破損すると格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。</p> <p>②人的過誤による弁及びフランジの復旧忘れ</p> <p>・漏えい試験配管からの漏えい 定期点検後格納容器漏えい試験が実施され、原子炉格納容器の健全性が確認される。その際、共通要因故障として漏えい試験配管のフランジ閉め忘れの可能性が考えられる。</p> <p>・燃料移送管からの漏えい 燃料交換時、燃料移送管のフランジカバー、隔離弁が解放される。その際、ヒューマンエラーとしてこれらの閉め忘れの可能性が考えられる。</p>	<p>合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。</p> <p>c) 格納容器隔離弁からの漏えい 可燃性ガス濃度制御系等の隔離弁に異常な漏えいがある場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。</p> <p>d) 格納容器外バウダリからの漏えい 格納容器調気系等の格納容器内雰囲気と連通している部分のバウダリが破損する場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。</p> <p>(2) 人的過誤による隔離機能喪失</p> <p>a) 漏えい試験配管からの漏えい 定期点検時の格納容器漏えい試験の後に、試験配管隔離弁の復旧忘れ等がある場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。</p>	<p>納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。</p> <p>c) 格納容器隔離弁からの漏えい 格納容器給気系等の隔離弁に異常な漏えいがある場合には、アニユラス部、補助建屋等に格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。</p> <p>d) 格納容器外バウダリからの漏えい 格納容器再循環配管等の格納容器内雰囲気と連通している部分のバウダリが破損する場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。</p> <p>(2) 人的過誤による隔離機能喪失</p> <p>a) 漏えい試験配管からの漏えい 定期点検時の格納容器漏えい試験の後に、試験配管フランジの復旧忘れ等がある場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。</p> <p>b) 燃料移送管からの漏えい 燃料取替の後に、燃料移送管のフランジカバー、隔離弁の復旧忘れ等がある場合には、格納容器内雰囲気が漏えいする可能性がある。</p>	<p>るドライウエル主フランジを漏えい経路として想定している。(大飯についても泊と同様)</p> <p>【女川】</p> <p>■設備名称の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・機器搬出入口⇄機器搬入口 ・所員用エアロック⇄通常用エアロック、非常用エアロック <p>【女川】</p> <p>■名称の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・代表的な系統を記載 <p>【女川】</p> <p>■記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は格納容器隔離弁からここに漏えいするかについて記載している。(大飯と同様) <p>【女川】</p> <p>■名称の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・代表的な系統を記載 <p>【女川】</p> <p>■設計の相違（大飯と同様）</p> <p>【女川】</p> <p>■炉型の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊はPWR特有の設備である燃料移送管を漏えい経路として想定している。(大飯と同様)

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙10 βモード（格納容器隔離失敗）の想定について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>レベル1. 5 P R AではNUREG/CR-4220に記載された米国における通常運転時の長時間の格納容器隔離機能喪失実績に基づき格納容器破損頻度の定量化を実施しているがC F Fは 3.2×10^{-7}（/炉年）と全C F Fへの寄与は約0.6%程度であり、前述した格納容器隔離に係る国内プラントの運用下では格納容器隔離失敗の可能性は低いこと、格納容器破損防止対策の判断基準との整合性の観点から、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象となる格納容器破損モードとして追加する必要はないものと判断した。</p> <p>当該破損モードに対しては、定期検査時及び原子炉起動前における格納容器隔離機能の確認や手順書に基づく確実な操作による人的過誤の防止、事故時に隔離失敗が発生した場合の代替隔離手順等、すでに整備されている運用面の対策を徹底するとともに、重大事故に至るおそれのある事故発生時の炉心損傷防止対策を確実に実施することにより原子炉格納容器外への放射性物質の大規模な放出は防止可能と考える。</p> <p>(参考) 米国における最近の隔離失敗実績について ①最近の隔離失敗実績調査 今回のレベル1. 5 P R Aでは、NUREG/CR-4220 (1985年) に基づいた隔離失敗確率を用いているため、それ以降の格納容器隔離失敗実績について調査した。調査対象としては、EPRIによる総合漏えい率試験 (ILRT : Integrated Leak Rate Test) の試験間隔の延長に対するリスク影響評価に関する報告書¹⁾ (以下「EPRI 報告書」という。) を選定した。 EPRI 報告書は、NUREG-1493 (1995年) のデータ、2007年までのILRT データ及びLER等の調査結果も含まれることから最</p>	<p>なお、「格納容器隔離失敗」については、定期検査及び原子炉起動前における格納容器隔離機能の確認や手順書に基づく確実な操作を実施していること、現状の運転管理として格納容器内の圧力を日常的に監視しているほか、格納容器圧力について1日1回記録を採取していること、エアロック開放時には警報発信により速やかに検知可能であること、事故時において格納容器隔離信号発信時には隔離弁の閉止状態を運転員が確認する手順となっていること等により、人的過誤による発生確率は極めて小さいと考えられる。</p> <p>3. 最近の米国の格納容器隔離失敗実績に関する参考文献 内部事象運転時レベル1. 5 P R Aで適用した格納容器隔離失敗確率の文献 (NUREG/CR-4220) では、1984年までのデータを基にしている。ここでは、最近の実績調査例として、米国の漏えい率試験間隔延長に関するリスク影響評価の報告書²⁾ (EPRI 報告書) の調査例を示す。 EPRI 報告書では、総合漏えい率試験 (ILRT : Integrated Leak Rate Test) 間隔を15年</p>	<p>内部事象運転時レベル1.5PRA では NUREG/CR-4220 に記載された米国における通常運転時の長時間の格納容器隔離機能喪失実績に基づき格納容器破損頻度の定量化を実施しているがCFFは 1.1×10^{-6}（/炉年）と全CFFへの寄与は約0.5%程度であり、前述した格納容器隔離に係る国内プラントの運用下では格納容器隔離失敗の可能性は低いこと、格納容器破損防止対策の判断基準との整合性の観点から、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象となる格納容器破損モードとして追加する必要はないものと判断した。</p> <p>なお、「格納容器隔離失敗」については、定期事業者検査及び原子炉起動前における格納容器隔離機能の確認や手順書に基づく確実な操作を実施していること、現状の運転管理として原子炉格納容器内の圧力を日常的に監視しているほか、原子炉格納容器圧力について12時間に1回確認する運用となっており、エアロック開放時には警報発信により速やかに検知可能であること、事故時において格納容器隔離信号発信時には隔離弁の閉止状態を運転員が確認する手順となっていること等により、人的過誤による発生確率は極めて小さいと考えられる。</p> <p>3. 最近の米国の格納容器隔離失敗実績に関する参考文献 (1) 最近の隔離失敗実績調査 内部事象運転時レベル1.5PRA で適用した格納容器隔離失敗確率の文献 (NUREG/CR-4220) では、1983年までのデータを基にしている。ここでは、最近の実績調査例として、米国の漏えい率試験間隔延長に関するリスク影響評価の報告書²⁾ (EPRI 報告書) の調査例を示す。 EPRI 報告書では、総合漏えい率試験 (ILRT : Integrated Leak Rate Test) 間隔を15年</p>	<p>【女川】 ■記載方針の相違 ・泊はレベル1.5PRAの結果及び格納容器破損モードの追加要否について記載している。 ・女川には本記載がないため、大飯と比較する。 【大飯】 ■評価結果の相違 ・個別評価による 【女川】【大飯】 ■記載表現の相違 【女川】 ■設備名称の相違 ・格納容器⇄原子炉格納容器 【女川】 ■運用の相違 ・原子炉格納容器圧力を確認する周期が相違している。 (原子炉施設保安規定に基づく記載) (大飯に記載はないが、泊と同様の運用となっている) 【女川】 ■記載方針の相違 ・項目番号の追加</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙10 βモード（格納容器隔離失敗）の想定について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																								
<p>近の米国の隔離失敗事例調査に最適な文献であると判断した。なお、米国原子力規制委員会のNUREGシリーズにはNUREG-1493（1995年）以降の新しい隔離失敗に関する文献がないことから選定していない。</p> <p>このEPRI報告書では、2007年までの米国での217件のILRT事例を整理したとされており、その中で漏えい事象として75件（プラント名、漏えい率等が不明な事例を含む。）の事例が記載されている。この内訳は、機械的な破損による漏えい71件、人的過誤による弁・フランジの復帰忘れ4件となっている。</p> <p>ただし、75件のILRT事例のうち、格納容器隔離失敗の対象となる大規模漏えいに至る隔離失敗実績は0件と記載している。</p> <p>なお、第2表に示す3件については設計漏えい率の10倍以上の事例として抽出されているが、EPRI報告書では大規模漏えいに至るような隔離失敗の漏えい規模は保守的に考えても設計漏えい率(0.1%/day)の35倍、現実的には設計漏えい率の600~6000倍としており、抽出された3件は大規模漏えいの対象外としている。</p> <p>また、今回のPRAで参照したNUREG/CR-4220における大規模漏えいとした4件は小規模のドリルホールから6インチ破断までと記載され保守的に6インチに想定するとしている。NUREG/CR-4220のリーク率の計算式⁽²⁾に基づく、この6インチ開口では設計漏えい率の数百倍以上となるため、EPRI報告書の大規模漏えいの定義とは整合が取れたものとなっている。</p> <p>注1) EPRI報告書についての補足</p> <ul style="list-style-type: none"> ・文献名称：EPRI 1018243, “Risk Impact Assessment of Extended Integrated Leak Rate Testing Intervals”, Revision 2-A of 1009325, October 2008 ・EPRI報告書において調査したデータには、①NUMARC Survey Data(1994)、②NEI Survey Data(2001)、③Recent ILRT Data(2007)、④補足データ（NUREG-1493、LER等）が含まれる。 <p>注2) NUREG/CR-4220のリーク率の計算式は以下のとおり。 $L=A/(2.55 \times 10^{-8} \times V)$</p>	<p>に延長することのリスク影響を評価しており、2007年時点までのILRTデータを調査している。この報告書では大規模漏えいに至る漏えいとして、設計漏えい率の35倍を基準としているが、大規模漏えいに至る隔離機能喪失事象の実績は0件となっている。</p> <p>なお、設計漏えい率の10倍より大きい漏えい事象として表2に示す3件が抽出されている。</p> <p>表2 EPRI報告書で抽出された比較的大きな漏えい事象⁽²⁾</p> <table border="1" data-bbox="725 497 1281 651"> <thead> <tr> <th>Date</th> <th>Plant</th> <th>Cause</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Aug-84</td> <td>不明</td> <td>記載なし</td> </tr> <tr> <td>Jun-85</td> <td>不明</td> <td>記載なし</td> </tr> <tr> <td>Dec-90</td> <td>Dresden 2 BWR Mark I</td> <td>ILRT中に発見された真空破壊装置の漏えい</td> </tr> </tbody> </table> <p>EPRI報告書では、大規模漏えいに至る事象実績をILRT試験数で除することで隔離機能喪失の確率を概算している。即ち、大規模漏えいに至る事象実績0件（計算上0.5件としている）をILRT試験数217件で除すると隔離機能喪失の確率は0.0023（0.5/217=0.0023）となる。この値は、NUREG/CR-4220で評価された格納容器隔離失敗確率の5×10^{-3}よりも小さい値となっており、EPRI報告書の結果を考慮してもNUREG/CR-4220の評価結果を適用することは妥当であると考えられる。</p>	Date	Plant	Cause	Aug-84	不明	記載なし	Jun-85	不明	記載なし	Dec-90	Dresden 2 BWR Mark I	ILRT中に発見された真空破壊装置の漏えい	<p>に延長することのリスク影響を評価しており、2007年時点までのILRTデータを調査している。この報告書では大規模漏えいに至る漏えいとして、設計漏えい率の35倍を基準としているが、大規模漏えいに至る隔離機能喪失事象の実績は0件となっている。</p> <p>なお、設計漏えい率の10倍より大きい漏えい事象として表2に示す3件が抽出されている。</p> <p>表2 EPRI報告書で抽出された比較的大きな漏えい事象⁽²⁾</p> <table border="1" data-bbox="1344 497 1881 651"> <thead> <tr> <th>Date</th> <th>Plant</th> <th>Cause</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Aug-84</td> <td>不明</td> <td>記載なし</td> </tr> <tr> <td>Jun-85</td> <td>不明</td> <td>記載なし</td> </tr> <tr> <td>Dec-90</td> <td>Dresden 2 BWR Mark I</td> <td>ILRT中に発見された真空破壊装置の漏えい</td> </tr> </tbody> </table> <p>EPRI報告書では、大規模漏えいに至る事象実績をILRT試験数で除することで隔離機能喪失の確率を概算している。すなわち、大規模漏えいに至る事象実績0件（計算上0.5件としている）をILRT試験数217件で除すると隔離機能喪失の確率は0.0023（0.5/217=0.0023）となる。この値は、NUREG/CR-4220で評価された格納容器隔離失敗確率の5×10^{-3}よりも小さい値となっており、EPRI報告書の結果を考慮してもNUREG/CR-4220の評価結果を適用することは妥当であると考えられる。</p>	Date	Plant	Cause	Aug-84	不明	記載なし	Jun-85	不明	記載なし	Dec-90	Dresden 2 BWR Mark I	ILRT中に発見された真空破壊装置の漏えい	
Date	Plant	Cause																									
Aug-84	不明	記載なし																									
Jun-85	不明	記載なし																									
Dec-90	Dresden 2 BWR Mark I	ILRT中に発見された真空破壊装置の漏えい																									
Date	Plant	Cause																									
Aug-84	不明	記載なし																									
Jun-85	不明	記載なし																									
Dec-90	Dresden 2 BWR Mark I	ILRT中に発見された真空破壊装置の漏えい																									

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙10 βモード（格納容器隔離失敗）の想定について

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由												
<p>L : leakage, wt%/day, A : leak area, sq. inch. V : Containment Volume, cubic ft.</p> <p>第2表 大規模漏えいに至らない隔離失敗事例（参考）</p> <table border="1" data-bbox="145 373 645 517"> <thead> <tr> <th>Reactor</th> <th>Year</th> <th>Event</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>不明^{※1}</td> <td>1984年8月</td> <td>記載なく不明</td> </tr> <tr> <td>不明^{※1}</td> <td>1985年11月</td> <td>記載なく不明</td> </tr> <tr> <td>Dresden2 (BWR Mark 1)</td> <td>1990年12月</td> <td>真空破壊弁の漏えい</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1：ユニット名を不明とした事例は、EPRI 報告書の ILRT 事例の出典である1994年のNEI（当時はNUMARC）の調査データでユニット名が不明とされており、EPRI 報告書にも記載されていない。</p> <p>②最近の隔離失敗実績を用いた感度解析</p> <p>βモードは大規模漏えいに至る格納容器隔離失敗を対象としているが、EPRI 報告書による最近の格納容器隔離失敗実績の確認からは大規模漏えい事例は抽出されなかったことから、原子炉格納容器の隔離失敗件数が0件としてβモードによる格納容器破損頻度の感度評価を行った。</p> <p>EPRI データは複数のデータを組み合わせしており、調査対象としたプラントの範囲が不明確であることから、正確な運転期間は不明である。したがって、概略評価として隔離失敗件数をILRT 実施回数（217件）^{注3)}で割ることで隔離失敗確率を算出した。</p> <p>その結果、算出したCFFは1.5×10^{-7}（/炉年）となり、今回のレベル1.5PRAの評価結果（3.2×10^{-7}（/炉年））と比較してもその値は小さく、格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定に影響を及ぼすものではないと考える。</p> <p>注3) 217件は本文献に記載の件数であるが、米国原子力産業界においては保守的に見積もっても400件以上のILRTが実施されている。</p> <p>(算出式) 格納容器隔離失敗確率は発生実績0件（計算上は0.5件と</p>	Reactor	Year	Event	不明 ^{※1}	1984年8月	記載なく不明	不明 ^{※1}	1985年11月	記載なく不明	Dresden2 (BWR Mark 1)	1990年12月	真空破壊弁の漏えい		<p>(2) 最近の隔離失敗実績を用いた感度解析</p> <p>βモードは大規模漏えいに至る格納容器隔離失敗を対象としているが、EPRI 報告書による最近の格納容器隔離失敗実績の確認からは大規模漏えい事例は抽出されなかったことから、原子炉格納容器の隔離失敗件数が0件としてβモードによる格納容器破損頻度の感度評価を行った。</p> <p>EPRI データは複数のデータを組み合わせしており、調査対象としたプラントの範囲が不明確であることから、正確な運転期間は不明である。したがって、概略評価として隔離失敗件数をILRT 実施回数（217件）^{注)}で割ることで隔離失敗確率を算出した。</p> <p>その結果、算出したCFFは5.3×10^{-7}（/炉年）となり、今回の内部事象運転時レベル1.5PRAの評価結果（1.1×10^{-6}（/炉年））と比較してもその値は小さく、格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定に影響を及ぼすものではないと考える。</p> <p>注) 217件は本文献に記載の件数であるが、米国原子力産業界においては保守的に見積もっても400件以上のILRTが実施されている。</p> <p>(算出式) 格納容器隔離失敗確率は発生実績0件（計算上は0.5件と</p>	<p>【女川】</p> <p>■記載方針の相違</p> <p>・泊は NUREG/CR-4220 以降の格納容器隔離失敗実績データとして EPRI 報告書を参照した場合の感度解析を実施している。</p> <p>・女川には本記載がないため、大飯と比較する。</p> <p>【大飯】</p> <p>■付番の相違 (以下、相違理由説明を省略)</p> <p>【大飯】</p> <p>■評価結果の相違</p> <p>・個別評価による</p>
Reactor	Year	Event													
不明 ^{※1}	1984年8月	記載なく不明													
不明 ^{※1}	1985年11月	記載なく不明													
Dresden2 (BWR Mark 1)	1990年12月	真空破壊弁の漏えい													

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙10 βモード（格納容器隔離失敗）の想定について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>して取扱う)をILRT実施回数で除して算出する。さらに、大飯3号炉及び4号炉の炉心損傷頻度 (6.4×10^{-5} (／炉年)) に格納容器隔離失敗確率を乗じてβモードによる格納容器破損頻度を算出した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器の隔離失敗確率：$0.5 / 217 = 0.0023$ βモードによる格納容器破損頻度：$6.4 \times 10^{-5} \times 0.0023 = 1.5 \times 10^{-7}$ (／炉年) 	<p>参考文献</p> <p>[1] U.S.NRC, Reliability Analysis of Containment Isolation Systems, NUREG/CR-4220</p> <p>[2] EPRI, Risk Impact Assessment of Extended Integrated Leak Rate Testing Intervals, Revision 2-A of 1009325, Final Report, October 2008</p>	<p>して取り扱う)をILRT実施回数で除して算出する。さらに、泊3号炉の炉心損傷頻度 (2.3×10^{-4} (／炉年)) に格納容器隔離失敗確率を乗じてβモードによる格納容器破損頻度を算出した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器の隔離失敗確率：$0.5 / 217 = 0.0023$ βモードによる格納容器破損頻度：$2.3 \times 10^{-4} \times 0.0023 = 5.3 \times 10^{-7}$ (／炉年) 	<p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価結果の相違 ・個別評価による <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価結果の相違 ・個別評価による

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙11 αモード（原子炉容器内の水蒸気爆発）の格納容器破損モードからの除外理由について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">別紙10</p> <p>αモード（原子炉容器内の水蒸気爆発）の格納容器破損モードからの除外理由について</p> <p>本破損モードは溶融炉心が原子炉容器下部プレナムの冷却水中に落下する際に水蒸気爆発が発生し、その衝撃により発生する原子炉容器構造物破損物がミサイルとなって原子炉格納容器を破損する事象を想定したものである。</p> <p>αモードについては学会標準及びNUREGに以下の記載があり、米国での研究において発生頻度は非常に低いと評価されている。米国ウエスチングハウス社プラントと構造の類似している国内PWRでも、同様にαモード破損は無視し得ると考えられる。</p> <p>○ 日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル2 PSA編）：2008」</p> <p>【学会標準 解説 7.4.1項(a)抜粋】</p> <p>原子炉（圧力）容器内水蒸気爆発については、水蒸気爆発による衝撃波そのもので原子炉（圧力）容器下部壁が破損する場合と原子炉（圧力）容器下部プレナム内で発生した水蒸気爆発によって水スラグが原子炉（圧力）容器上部構造物を衝撃破損する場合が想定され、どちらにおいても原子炉（圧力）容器構造部破損物がミサイルとなって原子炉格納容器バウンダリを破損する可能性がある。WASH-1400の評価においては、特に、後者がαモード破損として、早期格納容器破損モード破損として指摘され、これによって水蒸気爆発の研究が促進された。現在、これらの研究に基づき、αモード破損はリスクの観点からは解決されていると、ほとんどの専門家が認識している。</p> <p>○ NUREG</p> <p>SERG-1 (NUREG-1116) 及び SERG-2 (NUREG-1524) において、米国での専門家による評価では、αモード破損はリスクの観点から無視するという結論が得られている。その根拠として挙げられたものは次のとおりである。^①</p> <p>①水蒸気爆発に関与する溶融燃料の質量が限られる（溶融</p>		<p style="text-align: right;">別紙11</p> <p>αモード（原子炉容器内の水蒸気爆発）の格納容器破損モードからの除外理由について</p> <p>本破損モードは溶融炉心が原子炉容器下部プレナムの冷却水中に落下する際に水蒸気爆発が発生し、その衝撃により発生する原子炉容器構造物破損物がミサイルとなって原子炉格納容器を破損する事象を想定したものである。</p> <p>αモードについては学会標準及びNUREGに以下の記載があり、米国での研究において発生頻度は非常に低いと評価されている。米国ウエスチングハウス社プラントと構造の類似している国内PWRでも、同様にαモード破損は無視し得ると考えられる。</p> <p>○ 日本原子力学会標準「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル2 PSA編）：2008」</p> <p>【学会標準 解説 7.4.1項(a)抜粋】</p> <p>原子炉（圧力）容器内水蒸気爆発については、水蒸気爆発による衝撃波そのもので原子炉（圧力）容器下部壁が破損する場合と原子炉（圧力）容器下部プレナム内で発生した水蒸気爆発によって水スラグが原子炉（圧力）容器上部構造物を衝撃破損する場合が想定され、どちらにおいても原子炉（圧力）容器構造部破損物がミサイルとなって原子炉格納容器バウンダリが破損する可能性がある。WASH-1400の評価においては、特に、後者がαモード破損として、早期格納容器破損モード破損として指摘され、これによって水蒸気爆発の研究が促進された。現在、これらの研究に基づき、αモード破損はリスクの観点からは解決されていると、ほとんどの専門家が認識している。</p> <p>○ NUREG</p> <p>SERG-1 (NUREG-1116) 及び SERG-2 (NUREG-1524) において、米国での専門家による評価では、αモード破損はリスクの観点から無視するという結論が得られている。その根拠として挙げられたものは次のとおりである。^①</p> <p>①水蒸気爆発に関与する溶融燃料の質量が限られる（溶融</p>	<p>【女川】</p> <p>■記載方針の相違</p> <p>・泊は当該破損モードを有効性評価の対象外としている理由を本資料で整理しており、女川には該当資料がないため、同様の評価方針としている大飯と比較する。</p> <p>【大飯】</p> <p>■資料番号の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙11 αモード（原子炉容器内の水蒸気爆発）の格納容器破損モードからの除外理由について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>炉心の下部プレナムへの大量同時落下が起きにくい。</p> <p>②低圧で溶融燃料と飽和水が混合した場合にはボイド率が大きくなり、水が枯渇化することにより溶融燃料-冷却材相互作用の発生エネルギーが抑制される。</p> <p>③高圧のときには、粗混合から水蒸気爆発へのトリガーが起きにくい。</p> <p>④原子炉容器下部ヘッド内で粗混合領域全体が一斉に伝播爆発することが物理的に起きにくい。</p> <p>⑤機械エネルギーへの変換を阻害するいくつかの要因（原子炉容器内構造物によるエネルギー吸収等）がある。</p> <p>この結論は1997年の水蒸気爆発に係る専門家会議（OECD主催）においても、変更不要であることが確認されており、米国NRCは原子炉容器内でのFCIから水蒸気爆発に至り原子炉格納容器が破損する事象（αモード破損）について、これまでの専門家による検討結果では発生可能性は非常に低く、問題は解決済と位置づけている。</p> <p>注）日本原子力学会、シビアアクシデント熱流動現象評価、平成13年3月</p> <p>また、レベル1.5PRAの定量化結果としてCFFは1.4×10^{-9}（/炉年）と全CFFへの寄与は約0.003%程度と極めて小さいことから、当該破損モードを格納容器破損防止対策の有効性評価の対象とする格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。</p>		<p>炉心の下部プレナムへの大量同時落下が起きにくい。</p> <p>②低圧で溶融燃料と飽和水が混合した場合にはボイド率が大きくなり、水が枯渇化することにより溶融燃料-冷却材相互作用の発生エネルギーが抑制される。</p> <p>③高圧のときには、粗混合から水蒸気爆発へのトリガーが起きにくい。</p> <p>④原子炉容器下部ヘッド内で粗混合領域全体が一斉に伝播爆発することが物理的に起きにくい。</p> <p>⑤機械エネルギーへの変換を阻害するいくつかの要因（原子炉容器内構造物によるエネルギー吸収等）がある。</p> <p>この結論は1997年の水蒸気爆発に係る専門家会議（OECD主催）においても、変更不要であることが確認されており、米国NRCは原子炉容器内でのFCIから水蒸気爆発に至り原子炉格納容器が破損する事象（αモード破損）について、これまでの専門家による検討結果では発生可能性は非常に低く、問題は解決済と位置づけている。</p> <p>注）日本原子力学会、シビアアクシデント熱流動現象評価、平成13年3月</p> <p>また、レベル1.5PRAの定量化結果としてCFFは1.7×10^{-9}（/炉年）と全CFFへの寄与は約0.0008%程度と極めて小さいことから、当該破損モードを格納容器破損防止対策の有効性評価の対象とする格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。</p>	<p>【大飯】</p> <p>■記載表現の相違 （以下、相違理由説明を省略）</p> <p>【大飯】</p> <p>■評価結果の相違 ・個別評価による</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙12 ライナーアタックについて

大飯発電所3号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">別紙11</p> <p style="text-align: center;">ライナーアタックについて</p> <p>格納容器直接接触（シェルアタック）は、BWRマークI型プラント特有の現象と考えられ、NUREG/CR-6025においては、ライナーアタックと言われている。</p> <p>一方、大飯3号炉及び4号炉のプレストレストコンクリート製格納容器では構造の相違からシェルアタックの発生の可能性はないが、溶融炉心が原子炉格納容器の構造材に接触し侵食する事象について以下のとおり整理した。</p> <p>1. 原子炉容器圧力が高圧時 原子炉格納容器の破損の防止に係る重大事故等対策として、加圧器逃がし弁を強制開とし、1次冷却系の強制減圧を図り溶融炉心の分散放出を抑制することが可能である。</p> <p>2. 原子炉容器圧力が低圧時 原子炉容器が低圧状態で損傷すると、原子炉容器内の溶融炉心が原子炉下部キャビティへ落下するものの、ライナー上部のコンクリート等により格納容器直接接触を防止することができる。</p>		<p style="text-align: right;">別紙12</p> <p style="text-align: center;">ライナーアタックについて</p> <p>格納容器直接接触（シェルアタック）は、BWRマークI型プラント特有の現象と考えられ、NUREG/CR-6025においては、ライナーアタックと言われている。</p> <p>一方、泊3号炉の鋼製格納容器では構造の相違からシェルアタックの発生の可能性はないが、溶融炉心が原子炉格納容器の構造材に接触し侵食する事象について以下のとおり整理した。</p> <p>1. 原子炉容器圧力が高圧時 原子炉格納容器の破損の防止に係る重大事故等対策として、加圧器逃がし弁を強制開とし、1次冷却系の強制減圧を図り溶融炉心の分散放出を抑制することが可能である。</p> <p>2. 原子炉容器圧力が低圧時 原子炉容器が低圧状態で損傷すると、原子炉容器内の溶融炉心が原子炉下部キャビティへ落下するものの、ライナー上部のコンクリートにより格納容器直接接触を防止することができる。</p>	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■炉型の相違 ・PWR 原子炉格納容器の設計に関する資料であり、女川では該当する資料が無いため、本資料については大飯と比較する。 【大飯】 ■資料番号の相違 <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■名称の相違 ・申請プラント <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■設計の相違（鋼製／プレストレストコンクリート製） ・設計は異なるが、大飯と同様、格納容器の構造上、シェルアタック発生の可能性がない。（高浜3/4と同様） <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■設計の相違 ・大飯は原子炉下部キャビティ側面ライナプレートと溶融炉心の接触を防止する防護壁

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙12 ライナーアタックについて

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>また、この事象に対しては、重大事故等対策として恒設代替低圧注水ポンプにより溶融炉心落下前に原子炉下部キャビティに注水すること、溶融炉心落下以降も注水を継続することにより溶融炉心を冷却し、コンクリート侵食の防止が可能である。</p>		<p>また、この事象に対しては、重大事故等対策として代替格納容器スプレイポンプにより溶融炉心落下前に原子炉下部キャビティに注水すること、溶融炉心落下以降も注水を継続することにより溶融炉心を冷却し、コンクリート侵食の防止が可能である。</p>	<p>を設置している。(高浜3/4と同様)</p> <p>【大飯】 ■設備名称の相違 ・恒設代替低圧注水ポンプ⇔代替格納容器スプレイポンプ</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙13 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（補足）

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">別紙12</p> <p>格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について （補足）</p> <p>レベル1. 5 PRAの知見を活用した格納容器破損防止対策に係る評価事故シーケンスの選定方法としては、第1ステップとして格納容器破損モードごとに結果が厳しくなると判断されるプラント損傷状態（PDS）を選定し、第2ステップにて選定されたPDSの中から結果が厳しくなると判断される格納容器破損シーケンスを評価事故シーケンスとして選定している。なお、評価事故シーケンスの選定においてはアクシデントマネジメント策や重大事故対策等を考慮しないPRAモデルを用いている。以下に、評価事故シーケンスの絞込みに際しての考え方を示す。</p> <p>(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）</p> <p>a. 評価対象PDSの選定方法</p> <p>原子炉格納容器への負荷（圧力）及び事故進展の観点から抽出するが、以下の点から、AEDが最も厳しいPDSとなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・破断規模の大きい大破断LOCA（A**）が、原子炉格納容器内の圧力上昇及び事故進展が厳しい。 ・ウェット状態（**W）はECCS又は格納容器スプレイによる原子炉格納容器内への注水があり、注水時には原子炉格納容器内の圧力上昇は抑制されることから、ドライ状態（**D）が原子炉格納容器内の圧力上昇について厳しい。 <p>b. 評価事故シーケンスの選定方法</p> <p>評価対象PDSであるAEDのうち、破断規模が大きいほうが事故進展が早くなることから、①大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗シーケンスを選定している。</p> <div style="border: 1px dashed black; padding: 5px;"> <p>評価対象PDS：AED</p> <p>①大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗</p> <p>②中破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗</p> </div>		<p style="text-align: right;">別紙13</p> <p>格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について （補足）</p> <p>レベル1.5PRAの知見を活用した格納容器破損防止対策に係る評価事故シーケンスの選定方法としては、第1ステップとして格納容器破損モードごとに結果が厳しくなると判断されるプラント損傷状態（PDS）を選定し、第2ステップにて選定されたPDSの中から結果が厳しくなると判断される格納容器破損シーケンスを評価事故シーケンスとして選定している。なお、評価事故シーケンスの選定においてはアクシデントマネジメント策や重大事故対策等を考慮しないPRAモデルを用いている。以下に、評価事故シーケンスの絞込みに際しての考え方を示す。</p> <p>(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）</p> <p>a. 評価対象PDSの選定方法</p> <p>原子炉格納容器への負荷（圧力）及び事故進展の観点から抽出するが、以下の点から、AEDが最も厳しいPDSとなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・破断規模の大きい大破断LOCA（A**）が、原子炉格納容器内の圧力上昇及び事故進展が厳しい。 ・ウェット状態（**W）はECCS又は格納容器スプレイによる原子炉格納容器内への注水があり、注水時には原子炉格納容器内の圧力上昇は抑制されることから、ドライ状態（**D）が原子炉格納容器内の圧力上昇について厳しい。 <p>b. 評価事故シーケンスの選定方法</p> <p>評価対象PDSであるAEDのうち、破断規模が大きいほうが事故進展が早くなることから、①大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗シーケンスを選定している。</p> <div style="border: 1px dashed black; padding: 5px;"> <p>評価対象PDS：AED</p> <p>①大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗</p> <p>②中破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗</p> </div>	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載方針の相違 <p>・本資料は、格納容器破損防止対策の評価事故シーケンス選定に係る詳細説明であり、レベル1.5PRAで抽出された事故シーケンスの類似性の観点で大飯と比較する。女川は該当資料なし。</p> <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■資料番号の相違

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙13 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（補足）

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(2) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）</p> <p>a. 評価対象PDSの選定方法</p> <p>原子炉格納容器への負荷（温度）の観点から抽出するが、以下の点から、TEDが最も厳しいPDSとなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉格納容器内に水の持ち込みのない（**D）が、原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。 ・RV破損時に高圧で溶融炉心が原子炉格納容器内に分散し、溶融炉心の表面積が大きくなり溶融炉心から原子炉格納容器内雰囲気への伝熱が大きくなる小破断LOCA（S**）、過渡事象（T**）が原子炉格納容器内の温度上昇について厳しくなる。 ・また、補助給水による冷却がない（T**）が原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。 <p>b. 評価事故シーケンスの選定方法</p> <p>評価対象PDSであるTEDのうち、1次冷却材圧力が高圧で原子炉容器が破損した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多く、また、溶融炉心からの加熱により放出ガスが高温になる事故シーケンスを選定する。</p> <p>全交流動力電源喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失すると、加圧器安全弁設定圧力まで1次冷却系が高圧になり、溶融炉心が原子炉格納容器内に分散しやすくなることから、①全交流動力電源喪失シーケンスを選定している。なお、有効性評価においては、加圧器逃がし弁の復旧を考慮し、その機能に期待しているが、加圧器逃がし弁による減圧開始時点においても1次冷却材圧力が高圧に維持される①全交流動力電源喪失シーケンスが最も厳しい。さらに、事故進展を早める観点から、補助給水失敗の重量を考える。</p>		<p>(2) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）</p> <p>a. 評価対象PDSの選定方法</p> <p>原子炉格納容器への負荷（温度）の観点から抽出するが、以下の点から、TEDが最も厳しいPDSとなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉格納容器内に水の持ち込みのない（**D）が、原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。 ・RV破損時に高圧で溶融炉心が原子炉格納容器内に分散し、溶融炉心の表面積が大きくなり溶融炉心から原子炉格納容器内雰囲気への伝熱が大きくなる小破断LOCA（S**）、過渡事象（T**）が原子炉格納容器内の温度上昇について厳しくなる。 ・また、補助給水による冷却がない（T**）が原子炉格納容器内の温度上昇について厳しい。 <p>b. 評価事故シーケンスの選定方法</p> <p>評価対象PDSであるTEDのうち、1次冷却材圧力が高圧で原子炉容器が破損した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多く、また、溶融炉心からの加熱により放出ガスが高温になる事故シーケンスを選定する。</p> <p>全交流動力電源喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失すると、加圧器安全弁設定圧力まで1次冷却系が高圧になり、溶融炉心が原子炉格納容器内に分散しやすくなることから、①全交流動力電源喪失シーケンスを選定している。なお、有効性評価においては、加圧器逃がし弁の復旧を考慮し、その機能に期待しているが、加圧器逃がし弁による減圧開始時点においても1次冷却材圧力が高圧に維持される①全交流動力電源喪失シーケンスが最も厳しい。さらに、事故進展を早める観点から、補助給水失敗の重量を考える。</p>	

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙13 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（補足）

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>評価対象PDS：TED</p> <p>①外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 ②手動停止+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗 ③過渡事象+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗 ④主給水流量喪失+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗 ⑤原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗 ⑥ATWS+格納容器スプレイ注入失敗 ⑦2次冷却系の破断+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗 ⑧外部電源喪失+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗 ⑨2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗+格納容器スプレイ注入失敗</p> <p><補足説明></p> <ul style="list-style-type: none"> ①は全交流動力電源喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失し、加圧器安全弁設定圧まで1次冷却材圧力が高圧となる。なお、①は補助給水失敗（タービン動補助給水失敗）となっていないが、仮に補助給水成功であっても最終的に直流電源枯渇による制御不能によりタービン動補助給水停止に至ると考えている。 ②、③、④、⑦、⑧、⑨は過渡事象等の事故シーケンスであって、加圧器逃がし弁は一般に使用可能であり1次冷却材圧力が高圧になっても加圧器逃がし弁設定圧程度と考えられることから①に包絡される。なお、⑧は起因事象が外部電源喪失であるが非常用所内交流電源の確立に成功したシーケンスであり、全交流動力電源喪失ではなく加圧器逃がし弁は使用可能である。 ⑤は原子炉補機冷却機能喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失する。しかし、①も全交流動力電源喪失により原子炉補機冷却機能が喪失する事故シーケンスであり評価事故シーケンスでは補助給水失敗を考慮するため、⑤は①に包絡される。また、頻度の観点からも⑤がCDFで4.9×10^{-9}（/炉年）で①がCDFで8.5×10^{-6}（/炉年）であり、①の方が大きく、包絡されている。 		<p>評価対象PDS：TED</p> <p>①外部電源喪失+非常用所内交流電源喪失 ②手動停止+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗 ③過渡事象+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗 ④主給水流量喪失+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗 ⑤原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗 ⑥ATWS+格納容器スプレイ注入失敗 ⑦2次冷却系の破断+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗 ⑧外部電源喪失+補助給水失敗+格納容器スプレイ注入失敗 ⑨2次冷却系の破断+主蒸気隔離失敗+格納容器スプレイ注入失敗</p> <p><補足説明></p> <ul style="list-style-type: none"> ①は全交流動力電源喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失し、加圧器安全弁設定圧まで1次冷却材圧力が高圧となる。なお、①は補助給水失敗（タービン動補助給水失敗）となっていないが、仮に補助給水成功であっても最終的に直流電源枯渇による制御不能によりタービン動補助給水停止に至ると考えている。 ②、③、④、⑦、⑧、⑨は過渡事象等の事故シーケンスであって、加圧器逃がし弁は一般に使用可能であり1次冷却材圧力が高圧になっても加圧器逃がし弁設定圧程度と考えられることから①に包絡される。なお、⑧は起因事象が外部電源喪失であるが非常用所内交流電源の確立に成功したシーケンスであり、全交流動力電源喪失ではなく加圧器逃がし弁は使用可能である。 ⑤は原子炉補機冷却機能喪失により加圧器逃がし弁が機能喪失する。しかし、①も全交流動力電源喪失により原子炉補機冷却機能が喪失する事故シーケンスであり評価事故シーケンスでは補助給水失敗を考慮するため、⑤は①に包絡される。また、頻度の観点からも⑤がCDFで1.1×10^{-8}（/炉年）で①がCDFで3.5×10^{-6}（/炉年）であり、①の方が大きく、包絡されている。 	<p>【大飯】 ■評価結果の相違 ・個別評価による</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙13 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（補足）

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>・ ATWSが起因事象となる⑥について、ATWSにより炉心出力が高く1次冷却材圧力は高圧で推移するが、加圧器逃がし弁が動作するため、RV破損時の1次冷却材圧力は①に包絡される。また、頻度の観点からも⑥がCDFで$4.5E-13$（/炉年）となり、包絡されている。</p> <p>(3) 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>a. 評価対象PDSの選定方法</p> <p>原子炉格納容器への負荷（圧力、温度）の観点から抽出するが、以下の点から、TEDが最も厳しいPDSとなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 1次冷却材の圧力が高い方が溶融炉心の分散量が大きく、原子炉格納容器への負荷が大きいため1次冷却材圧力に着目して抽出する。 ・ 1次冷却材の圧力が高く維持され、減圧の観点から厳しい過渡事象（T**）が厳しくなる。 ・ （T**）のうち、最も1次冷却材の圧力が高くなる加圧器逃がし弁の機能喪失（全交流動力電源喪失等）はTEDに含まれる。 <p>b. 評価事故シーケンスの選定方法</p> <p>評価対象PDSであるTEDのうち、1次冷却材圧力が高い圧力に維持される事故シーケンスとして、(2)雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）と同じ①全交流動力電源喪失シーケンス（加圧器逃がし弁機能喪失による1次冷却材高圧）を選定している。なお、有効性評価においては、加圧器逃がし弁の復旧を考慮し、その機能に期待しているが、加圧器逃がし弁による減圧開始時点においても1次冷却材圧力が高圧に維持される①全交流動力電源喪失シーケンスが最も厳しい。また、事故進展を早める観点から補助給水失敗の重畳を考慮する。</p> <p>(4) 原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用</p> <p>a. 評価対象PDSの選定方法</p> <p>原子炉格納容器への負荷（蒸気生成）及び事故進展の観点から抽出するが、以下の点から、AEWが最も厳しいPDSとなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 溶融炉心がより高温となる観点から、事故進展が早くRV 		<p>・ ATWSが起因事象となる⑥について、ATWSにより炉心出力が高く1次冷却材圧力は高圧で推移するが、加圧器逃がし弁が動作するため、RV破損時の1次冷却材圧力は①に包絡される。また、頻度の観点からも⑥がCDFで2.9×10^{-12}（/炉年）となり、包絡されている。</p> <p>(3) 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>a. 評価対象PDSの選定方法</p> <p>原子炉格納容器への負荷（圧力、温度）の観点から抽出するが、以下の点から、TEDが最も厳しいPDSとなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 1次冷却材の圧力が高い方が溶融炉心の分散量が大きく、原子炉格納容器への負荷が大きいため1次冷却材圧力に着目して抽出する。 ・ 1次冷却材の圧力が高く維持され、減圧の観点から厳しい過渡事象（T**）が厳しくなる。 ・ （T**）のうち、最も1次冷却材の圧力が高くなる加圧器逃がし弁の機能喪失（全交流動力電源喪失等）はTEDに含まれる。 <p>b. 評価事故シーケンスの選定方法</p> <p>評価対象PDSであるTEDのうち、1次冷却材圧力が高い圧力に維持される事故シーケンスとして、(2)雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）と同じ①全交流動力電源喪失シーケンス（加圧器逃がし弁機能喪失による1次冷却材高圧）を選定している。なお、有効性評価においては、加圧器逃がし弁の復旧を考慮し、その機能に期待しているが、加圧器逃がし弁による減圧開始時点においても1次冷却材圧力が高圧に維持される①全交流動力電源喪失シーケンスが最も厳しい。また、事故進展を早める観点から補助給水失敗の重畳を考慮する。</p> <p>(4) 原子炉圧力容器外の溶融燃料—冷却材相互作用</p> <p>a. 評価対象PDSの選定方法</p> <p>原子炉格納容器への負荷（蒸気生成）及び事故進展の観点から抽出するが、以下の点から、AEWが最も厳しいPDSとなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 溶融炉心がより高温となる観点から、事故進展が早くRV 	<p>【大飯】</p> <p>■評価結果の相違</p> <p>・ 個別評価による</p>

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

第37条 付録1 事故シナリオグループ及び重要事故シナリオ等の選定について
 別紙13 格納容器破損防止対策の評価事故シナリオの選定について（補足）

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>破損時の崩壊熱が高い大破断LOCA (A**) が厳しくなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> 冷却水から蒸気が急激に生成する観点から原子炉格納容器内の冷却がない (**W) が厳しくなる。 <p>b. 評価事故シナリオの選定方法</p> <p>評価対象のPDSであるAEWのうち、原子炉格納容器への負荷（蒸気生成）及び事故進展の観点から抽出する。AEWのうち、破断規模が大きいほうが事故進展が早まることから、大破断LOCAを抽出する。また、ECCS注水（高圧・低圧注入）が失敗したほうが事故進展が早まることから、⑤大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗を選定している。</p> <p>ただし、評価事故シナリオは、格納容器スプレイ再循環失敗において、冷却水から蒸気が急激に生成する観点から原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に小さい重大事故対策の代替格納容器スプレイによる注入成功を考える。</p> <p>評価事故シナリオ選定のフロー（参考）</p> <p>評価対象PDS：AEW</p> <p>①大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗</p> <p>②大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗</p> <p>③大破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗</p> <p>④大破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗</p> <p>⑤大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗</p> <p>⑥大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗</p> <p>⑦中破断LOCA+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗</p> <p>⑧中破断LOCA+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗</p> <p>⑨中破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗</p> <p>⑩中破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗</p> <p>⑪中破断LOCA+高圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗</p>		<p>破損時の崩壊熱が高い大破断LOCA (A**) が厳しくなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> 冷却水から蒸気が急激に生成する観点から原子炉格納容器内の冷却がない (**W) が厳しくなる。 <p>b. 評価事故シナリオの選定方法</p> <p>評価対象のPDSであるAEWのうち、原子炉格納容器への負荷（蒸気生成）及び事故進展の観点から抽出する。AEWのうち、破断規模が大きいほうが事故進展が早まることから、大破断LOCAを抽出する。また、ECCS注水（高圧・低圧注入）が失敗したほうが事故進展が早まることから、⑤大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗を選定している。</p> <p>ただし、評価事故シナリオは、格納容器スプレイ再循環失敗において、冷却水から蒸気が急激に生成する観点から原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に小さい重大事故対策の代替格納容器スプレイによる注入成功を考える。</p> <p>評価事故シナリオ選定のフロー（参考）</p> <p>評価対象PDS：AEW</p> <p>①大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗</p> <p>②大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗</p> <p>③大破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗</p> <p>④大破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗</p> <p>⑤大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗</p> <p>⑥大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗</p> <p>⑦中破断LOCA+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗</p> <p>⑧中破断LOCA+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗</p> <p>⑨中破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗</p> <p>⑩中破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗</p> <p>⑪中破断LOCA+高圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗</p>	

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙13 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（補足）

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">↓</p> <p style="text-align: center;">〔 [1] 大破断LOCAであるか？ （破断規模が大きいほうが事故進展が早まる） 〕</p> <p style="text-align: center;">↓ Yes</p> <div style="border: 1px dashed black; padding: 5px;"> <p>①大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗 ②大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗 ③大破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗 ④大破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗 ⑤大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗 ⑥大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗</p> </div> <p style="text-align: center;">↓</p> <p style="text-align: center;">〔 [2] ECCS注水（高圧・低圧注入）失敗か？ （ECCS再循環失敗とECCS注水失敗ではECCS注水失敗の方が事故進展が早まる） 〕</p> <p style="text-align: center;">↓ Yes※1</p> <div style="border: 1px dashed black; padding: 5px;"> <p>評価対象とする事故シーケンス ⑤大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗</p> </div> <p>※1： ・ 「[2]ECCS注水（高圧及び低圧注入）失敗か？」について、各事故シーケンスについて、高圧・低圧注入成功又は失敗を追記し、細分化することで整理した（第1表 ECCS注水失敗について）。 ・ 第1表において、低圧再循環失敗又は高圧再循環失敗を含むシーケンスはその前提として低圧注入成功又は高圧注入成功であるため、「[2]ECCS注水（高圧及び低圧注入）失敗か？」を満たさないことから対象外となる。 ・ 第1表において、「[2]ECCS注水（高圧及び低圧注入）</p>		<p style="text-align: center;">↓</p> <p style="text-align: center;">〔 [1] 大破断LOCAであるか？ （破断規模が大きいほうが事故進展が早まる） 〕</p> <p style="text-align: center;">↓ Yes</p> <div style="border: 1px dashed black; padding: 5px;"> <p>①大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗 ②大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗 ③大破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗 ④大破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗 ⑤大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗 ⑥大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗</p> </div> <p style="text-align: center;">↓</p> <p style="text-align: center;">〔 [2] ECCS注水（高圧・低圧注入）失敗か？ （ECCS再循環失敗とECCS注水失敗ではECCS注水失敗の方が事故進展が早まる） 〕</p> <p style="text-align: center;">↓ Yes※1</p> <div style="border: 1px dashed black; padding: 5px;"> <p>評価対象とする事故シーケンス ⑤大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗</p> </div> <p>※1： ・ 「[2]ECCS注水（高圧及び低圧注入）失敗か？」について、各事故シーケンスについて、高圧・低圧注入成功又は失敗を追記し、細分化することで整理した（表1 ECCS注水失敗について）。 ・ 表1において、低圧再循環失敗又は高圧再循環失敗を含むシーケンスはその前提として低圧注入成功又は高圧注入成功であるため、「[2]ECCS注水（高圧及び低圧注入）失敗か？」を満たさないことから対象外となる。 ・ 表1において、「[2]ECCS注水（高圧及び低圧注入）</p>	<p>【大飯】 ■図表番号の相違 ・女川に記載統一 （以下、相違理由説明を省略）</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙13 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（補足）

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																
<p>失敗か？」を満たす事故シーケンスは③-4、⑤-2となる。③-4と⑤-2を比較すると、⑤-2に蓄圧注入失敗が重なる③-4の方が蓄圧注入失敗が重なる分だけ頻度が低くなる。このため、⑤-2が頻度の観点から事故シーケンスを代表している※2。</p> <p>・以上のことから、「⑤大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗」を選定する。</p> <p>※2： ⑤-2のように、大破断LOCA時にECCS注入（高圧及び低圧注入）に失敗する要因は高圧注入と低圧注入の共有部である信号系の機能喪失が支配的となる。一方、③-4のようにECCS注入（高圧及び低圧注入）に加えて蓄圧注入も同時に機能喪失する要因は、これらにおいて共有している逆止弁の機能喪失が支配的となる。定量的には、前者の方が後者よりも確率が高いため、③-4の方が⑤-2よりも3桁以上低い頻度である。</p>		<p>失敗か？」を満たす事故シーケンスは③-4、⑤-2となる。③-4と⑤-2を比較すると、⑤-2に蓄圧注入失敗が重なる③-4の方が蓄圧注入失敗が重なる分だけ頻度が低くなる。このため、⑤-2が頻度の観点から事故シーケンスを代表している※2。</p> <p>・以上のことから、「⑤大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗」を選定する。</p> <p>※2： ⑤-2のように、大破断LOCA時にECCS注入（高圧及び低圧注入）に失敗する要因は高圧注入と低圧注入の共有部である信号系の機能喪失が支配的となる。一方、③-4のようにECCS注入（高圧及び低圧注入）に加えて蓄圧注入も同時に機能喪失する要因は、これらにおいて共有している逆止弁の機能喪失が支配的となる。定量的には、前者の方が後者よりも確率が高いため、③-4の方が⑤-2よりも3桁以上低い頻度である。</p>																																																																																	
<p>第1表 ECCS注水失敗について</p>		<p>表1 ECCS注水失敗について</p>																																																																																	
<table border="1"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>高圧注入有無</th> <th>低圧注入有無</th> <th>[2]を満たすか</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗</td> <td>+高圧注入成功</td> <td>+低圧注入成功</td> <td>×</td> </tr> <tr> <td>②大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗</td> <td>+高圧注入成功</td> <td>+低圧注入成功</td> <td>×</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">③大破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗</td> <td>+高圧注入成功</td> <td>+低圧注入成功 ③-1</td> <td>×</td> </tr> <tr> <td>+高圧注入失敗</td> <td>+低圧注入失敗 ③-2</td> <td>×</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">④大破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗</td> <td>+高圧注入成功</td> <td>+低圧注入成功 ④-1</td> <td>×</td> </tr> <tr> <td>+高圧注入失敗</td> <td>+低圧注入失敗 ④-2</td> <td>×</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">⑤大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗</td> <td>+高圧注入成功</td> <td>-</td> <td>×</td> </tr> <tr> <td>+高圧注入失敗</td> <td>-</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">⑥大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗</td> <td>+高圧注入成功</td> <td>-</td> <td>×</td> </tr> <tr> <td>+高圧注入失敗</td> <td>-</td> <td>×</td> </tr> </tbody> </table>	事故シーケンス	高圧注入有無	低圧注入有無	[2]を満たすか	①大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	+高圧注入成功	+低圧注入成功	×	②大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗	+高圧注入成功	+低圧注入成功	×	③大破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	+高圧注入成功	+低圧注入成功 ③-1	×	+高圧注入失敗	+低圧注入失敗 ③-2	×	④大破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗	+高圧注入成功	+低圧注入成功 ④-1	×	+高圧注入失敗	+低圧注入失敗 ④-2	×	⑤大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	+高圧注入成功	-	×	+高圧注入失敗	-	○	⑥大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗	+高圧注入成功	-	×	+高圧注入失敗	-	×		<table border="1"> <thead> <tr> <th>事故シーケンス</th> <th>高圧注入有無</th> <th>低圧注入有無</th> <th>[2]を満たすか</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗</td> <td>+高圧注入成功</td> <td>+低圧注入成功</td> <td>×</td> </tr> <tr> <td>②大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗</td> <td>+高圧注入成功</td> <td>+低圧注入成功</td> <td>×</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">③大破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗</td> <td>+高圧注入成功</td> <td>+低圧注入成功 ③-1</td> <td>×</td> </tr> <tr> <td>+高圧注入失敗</td> <td>+低圧注入失敗 ③-2</td> <td>×</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">④大破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗</td> <td>+高圧注入成功</td> <td>+低圧注入成功 ④-1</td> <td>×</td> </tr> <tr> <td>+高圧注入失敗</td> <td>+低圧注入失敗 ④-2</td> <td>×</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">⑤大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗</td> <td>+高圧注入成功</td> <td>-</td> <td>×</td> </tr> <tr> <td>+高圧注入失敗</td> <td>-</td> <td>○</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">⑥大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗</td> <td>+高圧注入成功</td> <td>-</td> <td>×</td> </tr> <tr> <td>+高圧注入失敗</td> <td>-</td> <td>×</td> </tr> </tbody> </table>	事故シーケンス	高圧注入有無	低圧注入有無	[2]を満たすか	①大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	+高圧注入成功	+低圧注入成功	×	②大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗	+高圧注入成功	+低圧注入成功	×	③大破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	+高圧注入成功	+低圧注入成功 ③-1	×	+高圧注入失敗	+低圧注入失敗 ③-2	×	④大破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗	+高圧注入成功	+低圧注入成功 ④-1	×	+高圧注入失敗	+低圧注入失敗 ④-2	×	⑤大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	+高圧注入成功	-	×	+高圧注入失敗	-	○	⑥大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗	+高圧注入成功	-	×	+高圧注入失敗	-	×	
事故シーケンス	高圧注入有無	低圧注入有無	[2]を満たすか																																																																																
①大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	+高圧注入成功	+低圧注入成功	×																																																																																
②大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗	+高圧注入成功	+低圧注入成功	×																																																																																
③大破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	+高圧注入成功	+低圧注入成功 ③-1	×																																																																																
	+高圧注入失敗	+低圧注入失敗 ③-2	×																																																																																
④大破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗	+高圧注入成功	+低圧注入成功 ④-1	×																																																																																
	+高圧注入失敗	+低圧注入失敗 ④-2	×																																																																																
⑤大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	+高圧注入成功	-	×																																																																																
	+高圧注入失敗	-	○																																																																																
⑥大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗	+高圧注入成功	-	×																																																																																
	+高圧注入失敗	-	×																																																																																
事故シーケンス	高圧注入有無	低圧注入有無	[2]を満たすか																																																																																
①大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	+高圧注入成功	+低圧注入成功	×																																																																																
②大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗+格納容器スプレイ注入失敗	+高圧注入成功	+低圧注入成功	×																																																																																
③大破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	+高圧注入成功	+低圧注入成功 ③-1	×																																																																																
	+高圧注入失敗	+低圧注入失敗 ③-2	×																																																																																
④大破断LOCA+蓄圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗	+高圧注入成功	+低圧注入成功 ④-1	×																																																																																
	+高圧注入失敗	+低圧注入失敗 ④-2	×																																																																																
⑤大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗	+高圧注入成功	-	×																																																																																
	+高圧注入失敗	-	○																																																																																
⑥大破断LOCA+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗	+高圧注入成功	-	×																																																																																
	+高圧注入失敗	-	×																																																																																
<p>注) ○：[2]を満たす。×：[2]を満たさない。</p>		<p>注) ○：[2]を満たす。×：[2]を満たさない。</p>																																																																																	

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙13 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（補足）

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(5) 水素燃焼</p> <p>a. 評価対象PDSの選定方法</p> <p>原子炉格納容器への負荷（水素濃度）及び事故進展の観点から抽出するが、以下の点から、AEIが最も厳しいPDSとなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> 水蒸気が凝縮されると水素濃度が高くなるため、原子炉格納容器が除熱される状態（**I）のPDSが厳しくなる。 炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量を全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応することを前提とすると、各PDSで炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量の差はなくなるため、事故進展が早く水素放出速度が大きい（A**）が厳しくなる。 （**D）シーケンスについては、RV破損後後期にMCCIが発生し、第2表のとおり水素が発生する。MCCIによる水素発生量はAEDで最も大きく約1831.3kgである。MCCIが発生すると水素発生量は多くなるが、同時に多量の水蒸気も発生するため、AEDの水蒸気濃度は約75.4vol%に達し、水素燃焼の可燃限界濃度（約55vol%）を超えるため、水素燃焼にとって厳しい事故シーケンスではない。 <p>b. 評価事故シーケンスの選定方法</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器内の水素燃焼に対する対策とその有効性を確認する観点（PARの処理能力「ジルコニウム-水反応による水素発生期間中のPARによる水素処理量」）から、短期間に大量の水素が発生する事故シーケンスを選定している。 原子炉格納容器内除熱に成功している評価対象のPDSであるAEIでは、水蒸気が凝縮し、水素濃度が相対的に高くなる。 「大破断LOCA+ECCS注水失敗+格納容器スプレイ注入失敗」において、MCCI防止の観点から、格納容器スプレイ注入に失敗しても、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ注入を実施する手順であるが、流量が大きくより水蒸気が凝縮する格納容器スプレイ注入に成功する事象のほうが、水素燃焼の観点ではより厳しい。 放射線水分解による水素発生観点から、原子炉格納容器内に水が多く存在する方が水素の発生量が多くなる。 		<p>(5) 水素燃焼</p> <p>a. 評価対象PDSの選定方法</p> <p>原子炉格納容器への負荷（水素濃度）及び事故進展の観点から抽出するが、以下の点から、AEIが最も厳しいPDSとなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> 水蒸気が凝縮されると水素濃度が高くなるため、原子炉格納容器が除熱される状態（**I）のPDSが厳しくなる。 炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量を全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応することを前提とすると、各PDSで炉心内のジルコニウム-水反応による水素発生量の差はなくなるため、事故進展が早く水素放出速度が大きい（A**）が厳しくなる。 （**D）シーケンスについては、RV破損後後期にMCCIが発生し、表2のとおり水素が発生する。MCCIによる水素発生量はAEDで最も大きく約289.1kgである。MCCIが発生すると水素発生量は多くなるが、同時に多量の水蒸気も発生するため、AEDの水蒸気濃度は約75.3vol%に達し、水素燃焼の可燃限界濃度（約55vol%）を超えるため、水素燃焼にとって厳しい事故シーケンスではない。 <p>b. 評価事故シーケンスの選定方法</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器内の水素燃焼に対する対策とその有効性を確認する観点（PARの処理能力「ジルコニウム-水反応による水素発生期間中のPARによる水素処理量」）から、短期間に大量の水素が発生する事故シーケンスを選定している。 原子炉格納容器内除熱に成功している評価対象のPDSであるAEIでは、水蒸気が凝縮し、水素濃度が相対的に高くなる。 「大破断LOCA+ECCS注水失敗+格納容器スプレイ注入失敗」において、MCCI防止の観点から、格納容器スプレイ注入に失敗しても、代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイ注入を実施する手順であるが、流量が大きくより水蒸気が凝縮する格納容器スプレイ注入に成功する事象の方が、水素燃焼の観点ではより厳しい。 放射線水分解による水素発生観点から、原子炉格納容器内に水が多く存在する方が水素の発生量が多くなる。 	<p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価結果の相違 ・個別評価による <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■設備名称の相違 ・恒設代替低圧注水ポンプ⇄代替格納容器スプレイポンプ

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙13 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（補足）

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																										
<p>以上のことから、事故直後の短期間に水素が発生することに加えて水蒸気が凝縮して水素濃度が相対的に高く、かつ、放射線水分解による水素発生量の観点から「大破断LOCA+ECCS注水失敗（高圧・低圧注入失敗）」が厳しいことから⑥大破断LOCA+低圧注入失敗シーケンスを選定している。</p> <p>評価対象PDS：AEI</p> <p>①大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗 ②大破断LOCA+蓄圧注入失敗 ③大破断LOCA+低圧注入失敗※3 ④中破断LOCA+高圧再循環失敗 ⑤中破断LOCA+蓄圧注入失敗 ⑥中破断LOCA+高圧注入失敗</p> <p>※3：高圧注入失敗を重畳して扱う。</p>		<p>以上のことから、事故直後の短期間に水素が発生することに加えて水蒸気が凝縮して水素濃度が相対的に高く、かつ、放射線水分解による水素発生量の観点から「大破断LOCA+ECCS注水失敗（高圧・低圧注入失敗）」が厳しいことから③大破断LOCA+低圧注入失敗シーケンスを選定している。</p> <p>評価対象PDS：AEI</p> <p>①大破断LOCA+低圧再循環失敗+高圧再循環失敗 ②大破断LOCA+蓄圧注入失敗 ③大破断LOCA+低圧注入失敗※3 ④中破断LOCA+高圧再循環失敗 ⑤中破断LOCA+蓄圧注入失敗 ⑥中破断LOCA+高圧注入失敗</p> <p>※3：高圧注入失敗を重畳して扱う。</p>																																																																											
<p>第2表 水素発生量の内訳（事故発生～原子炉容器破損後後期）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>PDS</th> <th>AED</th> <th>AEW</th> <th>AEI</th> <th>SED</th> <th>TED</th> <th>TEI</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>時刻</td> <td>21時間 [CV破損 時点]</td> <td>23時間 [CV破損 時点]</td> <td>120時間 [CV破損 なし]</td> <td>28時間 [CV破損 時点]</td> <td>32時間 [CV破損 時点]</td> <td>120時間 [CV破損 なし]</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">LOCA</td> <td>ジルコニウム</td> <td>542.5kg (50.1%)</td> <td>0.3kg (0.0%)</td> <td>0.0kg (0.0%)</td> <td>482.7kg (44.6%)</td> <td>312.7kg (28.9%)</td> <td>0.9kg (0.1%)</td> </tr> <tr> <td>ステンレス等</td> <td>1288.8kg (119.0%)</td> <td>0.0kg (0.0%)</td> <td>0.0kg (0.0%)</td> <td>1033.5kg (95.4%)</td> <td>999.9kg (92.3%)</td> <td>0.0kg (0.0%)</td> </tr> <tr> <td>小計</td> <td>1831.3kg (169.1%)</td> <td>0.3kg (0.0%)</td> <td>0.0kg (0.0%)</td> <td>1516.3kg (140.0%)</td> <td>1312.6kg (121.2%)</td> <td>0.9kg (0.1%)</td> </tr> </tbody> </table> <p>*（ ）内は全炉心ジルコニウム量の100%が反応した場合の水素発生量（約1083kg）に対する割合</p> <p>* ジルコニウム等の金属別の水素発生量については、直接MAAP解析結果から得ることができないため、未酸化ジルコニウム質量等から推定した。</p>	PDS	AED	AEW	AEI	SED	TED	TEI	時刻	21時間 [CV破損 時点]	23時間 [CV破損 時点]	120時間 [CV破損 なし]	28時間 [CV破損 時点]	32時間 [CV破損 時点]	120時間 [CV破損 なし]	LOCA	ジルコニウム	542.5kg (50.1%)	0.3kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	482.7kg (44.6%)	312.7kg (28.9%)	0.9kg (0.1%)	ステンレス等	1288.8kg (119.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	1033.5kg (95.4%)	999.9kg (92.3%)	0.0kg (0.0%)	小計	1831.3kg (169.1%)	0.3kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	1516.3kg (140.0%)	1312.6kg (121.2%)	0.9kg (0.1%)		<p>表2 水素発生量の内訳（事故発生～原子炉容器破損後後期）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>PDS</th> <th>AED</th> <th>AEW</th> <th>AEI</th> <th>SED</th> <th>TED</th> <th>TEV</th> <th>TEI</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>時刻</td> <td>9.5時間 [CV破損 時点]</td> <td>11時間 [CV破損 時点]</td> <td>72時間 [CV破損 なし]</td> <td>13時間 [CV破損 時点]</td> <td>16時間 [CV破損 時点]</td> <td>19時間 [CV破損 時点]</td> <td>72時間 [CV破損 なし]</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">LOCA</td> <td>ジルコニウム</td> <td>289.1kg (32.8%)</td> <td>5.2kg (0.6%)</td> <td>1.0kg (0.1%)</td> <td>179.2kg (19.6%)</td> <td>219.5kg (28.3%)</td> <td>1.0kg (0.1%)</td> </tr> <tr> <td>ステンレス等</td> <td>0.0kg (0.0%)</td> <td>0.0kg (0.0%)</td> <td>0.0kg (0.0%)</td> <td>0.0kg (0.0%)</td> <td>0.0kg (0.0%)</td> <td>0.0kg (0.0%)</td> </tr> <tr> <td>小計</td> <td>289.1kg (32.8%)</td> <td>5.2kg (0.6%)</td> <td>1.0kg (0.1%)</td> <td>179.2kg (19.6%)</td> <td>219.5kg (28.3%)</td> <td>1.0kg (0.1%)</td> </tr> </tbody> </table> <p>*（ ）内は全炉心ジルコニウム量の100%が反応した場合の水素発生量（約882.0kg）に対する割合</p> <p>* ジルコニウム等の金属別の水素発生量については、直接MAAP解析結果から得ることができないため、未酸化ジルコニウム質量等から推定した。</p>	PDS	AED	AEW	AEI	SED	TED	TEV	TEI	時刻	9.5時間 [CV破損 時点]	11時間 [CV破損 時点]	72時間 [CV破損 なし]	13時間 [CV破損 時点]	16時間 [CV破損 時点]	19時間 [CV破損 時点]	72時間 [CV破損 なし]	LOCA	ジルコニウム	289.1kg (32.8%)	5.2kg (0.6%)	1.0kg (0.1%)	179.2kg (19.6%)	219.5kg (28.3%)	1.0kg (0.1%)	ステンレス等	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	小計	289.1kg (32.8%)	5.2kg (0.6%)	1.0kg (0.1%)	179.2kg (19.6%)	219.5kg (28.3%)	1.0kg (0.1%)	<p>【大飯】 ■評価結果の相違 ・個別評価による</p>
PDS	AED	AEW	AEI	SED	TED	TEI																																																																							
時刻	21時間 [CV破損 時点]	23時間 [CV破損 時点]	120時間 [CV破損 なし]	28時間 [CV破損 時点]	32時間 [CV破損 時点]	120時間 [CV破損 なし]																																																																							
LOCA	ジルコニウム	542.5kg (50.1%)	0.3kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	482.7kg (44.6%)	312.7kg (28.9%)	0.9kg (0.1%)																																																																						
	ステンレス等	1288.8kg (119.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	1033.5kg (95.4%)	999.9kg (92.3%)	0.0kg (0.0%)																																																																						
	小計	1831.3kg (169.1%)	0.3kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	1516.3kg (140.0%)	1312.6kg (121.2%)	0.9kg (0.1%)																																																																						
PDS	AED	AEW	AEI	SED	TED	TEV	TEI																																																																						
時刻	9.5時間 [CV破損 時点]	11時間 [CV破損 時点]	72時間 [CV破損 なし]	13時間 [CV破損 時点]	16時間 [CV破損 時点]	19時間 [CV破損 時点]	72時間 [CV破損 なし]																																																																						
LOCA	ジルコニウム	289.1kg (32.8%)	5.2kg (0.6%)	1.0kg (0.1%)	179.2kg (19.6%)	219.5kg (28.3%)	1.0kg (0.1%)																																																																						
	ステンレス等	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)	0.0kg (0.0%)																																																																						
	小計	289.1kg (32.8%)	5.2kg (0.6%)	1.0kg (0.1%)	179.2kg (19.6%)	219.5kg (28.3%)	1.0kg (0.1%)																																																																						
<p>(6) 熔融炉心・コンクリート相互作用</p> <p>a. 評価対象PDSの選定方法</p> <p>原子炉格納容器への負荷（熔融炉心温度）及び事故進展の観点から抽出するが、以下の点からAEDが最も厳しいPDSとなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> 事故進展が早くRV破損時の崩壊熱が高い大中破断LOCA（A**）が厳しくなる。 原子炉圧力が低く、熔融炉心の分散の可能性がないことから、原子炉下部キャビティの熔融炉心の量を多くする（A**） 		<p>(6) 熔融炉心・コンクリート相互作用</p> <p>a. 評価対象PDSの選定方法</p> <p>原子炉格納容器への負荷（熔融炉心温度）及び事故進展の観点から抽出するが、以下の点からAEDが最も厳しいPDSとなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> 事故進展が早くRV破損時の崩壊熱が高い大中破断LOCA（A**）が厳しくなる。 原子炉圧力が低く、熔融炉心の分散の可能性がないことから、原子炉下部キャビティの熔融炉心の量を多くする（A**） 																																																																											

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙13 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（補足）

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>が厳しくなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器内に注水の無いドライ状態 (**D) が溶融炉心を冷却せずMCCIを抑制しない観点で厳しくなる。 <p>b. 評価対象PDSの選定方法</p> <p>この格納容器破損モードは、原子炉容器内の溶融炉心が原子炉下部キャビティへ落下し、溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって原子炉格納容器床のコンクリートが侵食され、原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失する場合のある格納容器破損モードである。</p> <ul style="list-style-type: none"> 評価対象PDSであるAEDのうち、より高温の溶融燃料が格納容器コンクリートと接触する場合に厳しい結果となる。 このため、炉心溶融が早く、崩壊熱が高い状態で溶融燃料が原子炉容器外に流出する大破断LOCAにECCS注水機能喪失（高圧・低圧注入失敗）を想定し、さらに格納容器コンクリートと接触しやすくなるよう、格納容器スプレイ機能の喪失を重畳させた事象を選定する。以上から、①大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗シーケンスを選定する。 <div style="border: 1px dashed black; padding: 5px;"> <p>評価対象PDS：AED</p> <p>①大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗</p> <p>②中破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗</p> </div>		<p>が厳しくなる。</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉格納容器内に注水の無いドライ状態 (**D) が溶融炉心を冷却せずMCCIを抑制しない観点で厳しくなる。 <p>b. 評価対象PDSの選定方法</p> <p>この格納容器破損モードは、原子炉容器内の溶融炉心が原子炉下部キャビティへ落下し、溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって原子炉格納容器床のコンクリートが侵食され、原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失する場合のある格納容器破損モードである。</p> <ul style="list-style-type: none"> 評価対象PDSであるAEDのうち、より高温の溶融燃料が格納容器コンクリートと接触する場合に厳しい結果となる。 このため、炉心溶融が早く、崩壊熱が高い状態で溶融燃料が原子炉容器外に流出する大破断LOCAにECCS注水機能喪失（高圧・低圧注入失敗）を想定し、さらに格納容器コンクリートと接触しやすくなるよう、格納容器スプレイ機能の喪失を重畳させた事象を選定する。以上から、①大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗シーケンスを選定する。 <div style="border: 1px dashed black; padding: 5px;"> <p>評価対象PDS：AED</p> <p>①大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗</p> <p>②中破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗</p> </div>	

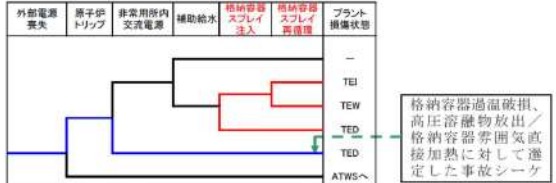
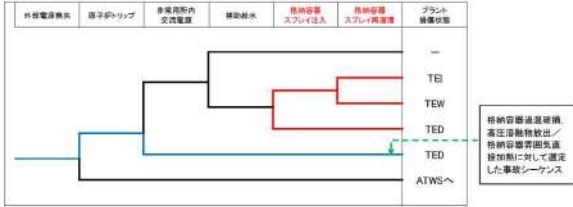
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙13 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（補足）

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">事故シーケンスの整理について</p> <p>イベントツリーを作成する際、各ヘディングにおいてすべての分岐を考慮すると、事故シーケンスの数は非常に多くなるため、定量化を行う際には以下の原則にしたがい分岐を省略して合理的に評価している。</p> <ul style="list-style-type: none"> ヘディング間の従属性を考慮し、発生し得ないシーケンスは除外する。 (例：低圧注入に失敗した場合、低圧再循環は必ず失敗) 評価結果（CDF、PDS）が変わらない場合、目的に応じて分岐を集約する。 (例：大破断LOCA時に低圧注入に失敗した場合、蓄圧注入の成否はPDSに影響しない) <p>このため、定量化に使用するイベントツリーは分岐を省略した簡略なものとなっている。この点について、外部電源喪失を例に説明する。</p> <p>外部電源喪失のイベントツリーにおいて、ATWSに至る事故シーケンスを除いた各事故シーケンスで省略している分岐をすべて記載したイベントツリーを第1図に示す。</p> <div data-bbox="152 986 631 1260" data-label="Diagram"> </div> <p style="text-align: center;">第1図 外部電源喪失のイベントツリー（分岐を省略しない場合）</p>	<p style="text-align: center;">事故シーケンスの整理について</p> <p>イベントツリーを作成する際、各ヘディングにおいてすべての分岐を考慮すると、事故シーケンスの数は非常に多くなるため、定量化を行う際には以下の原則に従い分岐を省略して合理的に評価している。</p> <ul style="list-style-type: none"> ヘディング間の従属性を考慮し、発生し得ないシーケンスは除外する。 (例：低圧注入に失敗した場合、低圧再循環は必ず失敗) 評価結果（CDF、PDS）が変わらない場合、目的に応じて分岐を集約する。 (例：大破断LOCA時に低圧注入に失敗した場合、蓄圧注入の成否はPDSに影響しない) <p>このため、定量化に使用するイベントツリーは分岐を省略した簡略なものとなっている。この点について、外部電源喪失を例に説明する。</p> <p>外部電源喪失のイベントツリーにおいて、ATWSに至る事故シーケンスを除いた各事故シーケンスで省略している分岐をすべて記載したイベントツリーを図1に示す。</p> <div data-bbox="1384 986 1863 1260" data-label="Diagram"> </div> <p style="text-align: center;">図1 外部電源喪失のイベントツリー（分岐を省略しない場合）</p>	<p style="text-align: center;">相違理由</p> <p>【女川】 ■記載表現の相違</p>	

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙13 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（補足）

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第1図において、炉心冷却の成否で分類する場合、黄色で示した分岐は集約することができる。また、PDSを分類する目的として不要な分岐は以下のとおりになる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・No.1～4は炉心冷却成功であり、これらの事故シーケンスを分岐させる必要はない。 ・格納容器スプレイ再循環は、格納容器スプレイ注入成功を前提とすることからNo.7は発生し得ない事故シーケンスであり、この事故シーケンスを分岐させる必要はない。 ・格納容器スプレイはその作動に交流電源を必要とするため、外部電源が喪失し、非常用所内交流電源の供給に失敗した場合には、格納容器スプレイは作動しない。よって、No.9～11、No.13～15は発生し得ない事故シーケンスとなり、これらの事故シーケンスを分岐させる必要はない。 ・No.12の事故シーケンスは非常用所内交流電源喪失後の補助給水、すなわちタービン動補助給水に成功している事故シーケンスである。しかし、重大事故等対処設備を考慮しないため、最終的にはこの事故シーケンスでは直流電源枯渇による制御不能によりタービン動補助給水停止に至ると考えている。よってプラント損傷状態はNo.16と同じであり、No.12とNo.16を分岐させる必要はない。 <p>よってNo.12とNo.16において、炉心損傷に至る主要な原因は補助給水の成否によるものではなく全交流動力電源喪失であるため、事故シーケンスグループ「2次冷却系からの除熱機能喪失」には含めていない。</p> <p>以上の不要な分岐を省略したイベントツリーが第2図であり、これを定量評価に用いている。</p>  <p>第2図 外部電源喪失のイベントツリー（分岐を省略した場合）</p>		<p>図1において、炉心冷却の成否で分類する場合、黄色で示した分岐は集約することができる。また、PDSを分類する目的として不要な分岐は以下のとおりになる。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・No.1～4は炉心冷却成功であり、これらの事故シーケンスを分岐させる必要はない。 ・格納容器スプレイ再循環は、格納容器スプレイ注入成功を前提とすることからNo.7は発生し得ない事故シーケンスであり、この事故シーケンスを分岐させる必要はない。 ・格納容器スプレイはその作動に交流電源を必要とするため、外部電源が喪失し、非常用所内交流電源の供給に失敗した場合には、格納容器スプレイは作動しない。よって、No.9～11、No.13～15は発生し得ない事故シーケンスとなり、これらの事故シーケンスを分岐させる必要はない。 ・No.12の事故シーケンスは非常用所内交流電源喪失後の補助給水、すなわちタービン動補助給水に成功している事故シーケンスである。しかし、重大事故等対処設備を考慮しないため、最終的にはこの事故シーケンスでは直流電源枯渇による制御不能によりタービン動補助給水停止に至ると考えている。よってプラント損傷状態はNo.16と同じであり、No.12とNo.16を分岐させる必要はない。 <p>よってNo.12とNo.16において、炉心損傷に至る主要な原因は補助給水の成否によるものではなく全交流動力電源喪失であるため、事故シーケンスグループ「2次冷却系からの除熱機能喪失」には含めていない。</p> <p>以上の不要な分岐を省略したイベントツリーが図2であり、これを定量評価に用いている。</p>  <p>図2 外部電源喪失のイベントツリー（分岐を省略した場合）</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙13 格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について（補足）

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第2図のうち、雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）及び高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の有効性評価を行う格納容器破損モードに対して、「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」の事故シーケンスを選定している。有効性評価を行う事故シーケンス（評価事故シーケンス）としては、選定した「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」に事故進展を早める観点で補助給水失敗の重畳を考え、「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋補助給水失敗」（全交流動力電源喪失＋補助給水失敗）を評価事故シーケンスとして選定している。</p> <p>このように分岐の有無が炉心損傷やPDSに影響しない場合、定量評価ではシステムの成功／失敗は考慮されないが、システムの成功／失敗により事象進展速度に差が出る場合、解析ケースとしてより厳しい条件で解析を実施している。</p>		<p>図2のうち、雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）及び高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の有効性評価を行う格納容器破損モードに対して、「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」の事故シーケンスを選定している。有効性評価を行う事故シーケンス（評価事故シーケンス）としては、選定した「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失」に事故進展を早める観点で補助給水失敗の重畳を考え、「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋補助給水失敗」（全交流動力電源喪失＋補助給水失敗）を評価事故シーケンスとして選定している。</p> <p>このように分岐の有無が炉心損傷やPDSに影響しない場合、定量評価ではシステムの成功／失敗は考慮されないが、システムの成功／失敗により事象進展速度に差が出る場合、解析ケースとしてより厳しい条件で解析を実施している。</p>	

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙14 炉心損傷防止が困難な事故シーケンスにおける格納容器破損防止対策の有効性について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">別紙13</p> <p>炉心損傷防止が困難な事故シーケンスにおける格納容器破損防止対策の有効性について</p> <p>レベル1 PRAから抽出した事故シーケンスのうち、国内外の先進的な対策を講じても対策が困難な事故シーケンスとして整理したものについては、「実用発電用原子炉及びその附属施設的位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」のうち、以下に示す記載にしたがい整理している。</p> <div style="border: 1px dashed black; padding: 5px;"> <p><参考：解釈の関連記載></p> <p>1-2 第1項に規定する「炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたもの」とは、以下に掲げる要件を満たすものであること。</p> <p>(a) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるものにあつては、炉心の著しい損傷を防止するための十分な対策が計画されており、かつ、その対策が想定する範囲内で有効性があることを確認する。</p> <p>1-4 上記1-2(a)の「十分な対策が計画されており」とは、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いう。</p> </div> <p>また、「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるもの」に整理した事故シーケンスについては、「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」において、以下のとおり要求されている。</p> <div style="border: 1px dashed black; padding: 5px;"> <p>3.2.3 格納容器破損モードの主要解析条件等</p> <p>(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）</p> <p>b. 主要解析条件</p> <p>(a) 評価事故シーケンスはPRAに基づく格納容器破損シーケンスの中から過圧及び過温の観点から厳しいシーケンスを選定する。（炉心損傷防止対策における「想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉</p> </div>		<p style="text-align: right;">別紙14</p> <p>炉心損傷防止が困難な事故シーケンスにおける格納容器破損防止対策の有効性について</p> <p>レベル1 PRAから抽出した事故シーケンスのうち、国内外の先進的な対策を講じても対策が困難な事故シーケンスとして整理したものについては、「実用発電用原子炉及びその附属施設的位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」のうち、以下に示す記載に従い整理している。</p> <div style="border: 1px dashed black; padding: 5px;"> <p><参考：解釈の関連記載></p> <p>1-2 第1項に規定する「炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたもの」とは、以下に掲げる要件を満たすものであること。</p> <p>(a) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるものにあつては、炉心の著しい損傷を防止するための十分な対策が計画されており、かつ、その対策が想定する範囲内で有効性があることを確認する。</p> <p>1-4 上記1-2(a)の「十分な対策が計画されており」とは、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いう。</p> </div> <p>また、「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるもの」に整理した事故シーケンスについては、「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」において、以下のとおり要求されている。</p> <div style="border: 1px dashed black; padding: 5px;"> <p>3.2.3 格納容器破損モードの主要解析条件等</p> <p>(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）</p> <p>b. 主要解析条件</p> <p>(a) 評価事故シーケンスはPRAに基づく格納容器破損シーケンスの中から過圧及び過温の観点から厳しいシーケンスを選定する。（炉心損傷防止対策における「想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉</p> </div>	<p>【女川】</p> <p>■記載方針の相違</p> <p>・本資料は、炉心損傷防止が困難な事故シーケンスに係る詳細説明であり、PRAで抽出された事故シーケンスの類似性の観点で大飯と比較する。女川は該当資料なし。</p> <p>【大飯】</p> <p>■資料番号の相違</p> <p>■記載表現の相違</p> <p>(以下、相違理由説明を省略)</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙14 炉心損傷防止が困難な事故シーケンスにおける格納容器破損防止対策の有効性について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>格納容器の機能に期待できるものを包絡すること。)</p> <p>今回の大飯3号炉及び4号炉の事故シーケンスの検討に際して、国内外の先進的な対策を講じても対策が困難なものと整理した事故シーケンスは以下の6つである。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗 2. 1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失 3. 大破断LOCA+低圧注入失敗 4. 大破断LOCA+蓄圧注入失敗 5. 中破断LOCA+蓄圧注入失敗 6. 大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA) <p>これらの事故シーケンスについては、上記ガイドにしたがい、今回整備した格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の機能に期待できることを以下のとおり確認している。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗 <p>この事故シーケンスはTEDのPDSに分類され、TEDが代表となる格納容器破損モードは「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」及び「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の2つである。これらの破損モードにおいて厳しい条件^{※1}となる「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」の事故シーケンスについて、原子炉補機冷却機能喪失の重畳も考慮した上で格納容器破損防止対策の有効性を確認していることから、「原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗」の事故シーケンスにおいても格納容器破損防止対策が有効である。</p> <p>※1：1次冷却系がより高圧となり、溶融物が原子炉格納容器内に分散する割合が多いシーケンス。また、事故進展を早める観点から補助給水失敗の重畳を考慮する。</p>		<p>格納容器の機能に期待できるものを包絡すること。)</p> <p>今回の泊3号炉の事故シーケンスの検討に際して、国内外の先進的な対策を講じても対策が困難なものと整理した事故シーケンスは以下の6つである。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗 2. 1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失 3. 大破断LOCA+低圧注入失敗 4. 大破断LOCA+蓄圧注入失敗 5. 中破断LOCA+蓄圧注入失敗 6. 大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA) <p>追而【地震PRAの最終評価結果を反映】</p> <p>これらの事故シーケンスについては、上記ガイドに従い、今回整備した格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の機能に期待できることを以下のとおり確認している。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗 <p>この事故シーケンスはTEDのPDSに分類され、TEDが代表となる格納容器破損モードは「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」及び「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の2つである。これらの破損モードにおいて厳しい条件^{※1}となる「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」の事故シーケンスについて、原子炉補機冷却機能喪失の重畳も考慮した上で格納容器破損防止対策の有効性を確認していることから、「原子炉補機冷却機能喪失+補助給水失敗」の事故シーケンスにおいても格納容器破損防止対策が有効である。</p> <p>※1：1次冷却系がより高圧となり、溶融物が原子炉格納容器内に分散する割合が多いシーケンス。また、事故進展を早める観点から補助給水失敗の重畳を考慮する。</p>	<p>【大飯】</p> <p>■名称の相違</p> <p>・申請ブランド</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

別紙14 炉心損傷防止が困難な事故シーケンスにおける格納容器破損防止対策の有効性について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2. 1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失</p> <p>この事故シーケンスは、地震時に原子炉トリップ等の過渡事象が発生し、2次冷却系からの除熱が開始されるものの、炉内構造物の損傷により1次冷却材の流れが阻害され、2次冷却系からの除熱に失敗するシーケンスである。このシーケンスは、TEDのPDSに分類されることに加え、フィードアンドブリードを考慮しない条件下においては、炉心損傷後の事故進展は「過渡事象+補助給水失敗」と同等である。TEDが代表となる格納容器破損モードは「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」及び「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の2つであり、これらの破損モードにおいて厳しい条件となる「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」の事故シーケンスについて格納容器破損防止対策の有効性を確認していることから、本シーケンスにおいても格納容器破損防止対策が有効であると考えられる。</p> <p>3. 大破断LOCA+低圧注入失敗</p> <p>4. 大破断LOCA+蓄圧注入失敗</p> <p>5. 中破断LOCA+蓄圧注入失敗</p> <p>これらの事故シーケンスはAEW、AEI、AEDのいずれかのPDSに分類される。</p> <p>(a) AEWに分類される場合</p> <p>AEWのPDSが代表となる格納容器破損モードは、「原子炉容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」であり、この破損モードにおいて厳しい条件^{※2}となる「大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗」の事故シーケンスに対して、格納容器破損防止対策の有効性を確認している。</p> <p>※2：AEWのうち、事故進展の早さの観点から、大破断LOCAを選定し、またECCS再循環失敗よりもRV破損までの事故進展の早いECCS注水失敗を考慮している。なお、有効性評価の実施に際しては、冷却水から蒸気が急激に生成するという観点で原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に小さい事象が厳しくなるため、格納容器スプレイ再循環失敗</p>		<p>2. 1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失</p> <p>この事故シーケンスは、地震時に原子炉トリップ等の過渡事象が発生し、2次冷却系からの除熱が開始されるものの、炉内構造物の損傷により1次冷却材の流れが阻害され、2次冷却系からの除熱に失敗するシーケンスである。このシーケンスは、TEDのPDSに分類されることに加え、フィードアンドブリードを考慮しない条件下においては、炉心損傷後の事故進展は「過渡事象+補助給水失敗」と同等である。TEDが代表となる格納容器破損モードは「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」及び「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の2つであり、これらの破損モードにおいて厳しい条件となる「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」の事故シーケンスについて格納容器破損防止対策の有効性を確認していることから、本シーケンスにおいても格納容器破損防止対策が有効であると考えられる。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin: 10px auto; width: fit-content;"> <p>追而【地震PRAの最終評価結果を反映】</p> </div> <p>3. 大破断LOCA+低圧注入失敗</p> <p>4. 大破断LOCA+蓄圧注入失敗</p> <p>5. 中破断LOCA+蓄圧注入失敗</p> <p>これらの事故シーケンスはAEW、AEI、AEDのいずれかのPDSに分類される。</p> <p>(a) AEWに分類される場合</p> <p>AEWのPDSが代表となる格納容器破損モードは、「原子炉容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」であり、この破損モードにおいて厳しい条件^{※2}となる「大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ再循環失敗」の事故シーケンスに対して、格納容器破損防止対策の有効性を確認している。</p> <p>※2：AEWのうち、事故進展の早さの観点から、大破断LOCAを選定し、またECCS再循環失敗よりもRV破損までの事故進展の早いECCS注水失敗を考慮している。なお、有効性評価の実施に際しては、冷却水から蒸気が急激に生成するという観点で原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に小さい事象が厳しくなるため、格納容器スプレイ再循環失敗</p>	

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙14 炉心損傷防止が困難な事故シーケンスにおける格納容器破損防止対策の有効性について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(格納容器スプレイ注入成功)の条件を、重大事故等対処設備である代替格納容器スプレイの注入成功として評価条件を設定している。(6.においても同様)</p> <p>(b) AEIに分類される場合 AEIのPDSが代表となる格納容器破損モードは、「水素燃焼」であり、この破損モードにおいて厳しい条件^{※3}となる「大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗」の事故シーケンスに対して、格納容器破損防止対策の有効性を確認している。 ※3：AEIのうち、事故進展の早さの観点から、大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗を選定している。</p> <p>(c) AEDに分類される場合 AEDのPDSが代表となる格納容器破損モードは、「券囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」の2つであり、これらの破損モードにおいて厳しい条件^{※4}となる「大破断LOCA+高圧注入失敗+低圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗」の事故シーケンスに対して、格納容器破損防止対策の有効性を確認している。 ※4：AEDのうち、事故進展の早さの観点から、大破断LOCAを選定している。</p> <p>(a)、(b)及び(c)それぞれにおいて厳しい事故シーケンスに対して格納容器破損防止対策の有効性を確認しており、これらの事故シーケンスの破断規模の大きさや、機能喪失を想定する注入系を考慮すると、各事故シーケンス(3.~5.)と比較して同等かより厳しい条件であると考えられる。以上から、各事故シーケンスにおいても格納容器破損防止対策が有効である。</p>		<p>(格納容器スプレイ注入成功)の条件を重大事故等対処設備である代替格納容器スプレイの注入成功として評価条件を設定している。(6.においても同様)</p> <p>(b) AEIに分類される場合 AEIのPDSが代表となる格納容器破損モードは、「水素燃焼」であり、この破損モードにおいて厳しい条件^{※3}となる「大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗」の事故シーケンスに対して、格納容器破損防止対策の有効性を確認している。 ※3：AEIのうち、事故進展の早さの観点から、大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗を選定している。</p> <p>(c) AEDに分類される場合 AEDのPDSが代表となる格納容器破損モードは、「券囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」の2つであり、これらの破損モードにおいて厳しい条件^{※4}となる「大破断LOCA+低圧注入失敗+高圧注入失敗+格納容器スプレイ注入失敗」の事故シーケンスに対して、格納容器破損防止対策の有効性を確認している。 ※4：AEDのうち、事故進展の早さの観点から、大破断LOCAを選定している。</p> <p>(a)、(b)及び(c)それぞれにおいて厳しい事故シーケンスに対して格納容器破損防止対策の有効性を確認しており、これらの事故シーケンスの破断規模の大きさや機能喪失を想定する注入系を考慮すると、各事故シーケンス(3.~5.)と比較して同等かより厳しい条件であると考えられる。以上から、各事故シーケンスにおいても格納容器破損防止対策が有効である。</p>	<p>【大飯】 ■記載表現の相違</p> <p>【大飯】 ■記載表現の相違</p> <p>【大飯】 ■記載表現の相違</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙14 炉心損傷防止が困難な事故シーケンスにおける格納容器破損防止対策の有効性について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>6. 大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA)</p> <p>この事故シーケンスについても、AEW、AEI及びAEDのいずれかのPDSに分類され、代表となる格納容器破損モードは「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」、「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」、「水素燃焼」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」の4つである。このシーケンスは、大破断LOCAと比較すると以下の差異が考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> 破断口が大きく、格納容器圧力上昇が大破断LOCAと比べて早い。 炉心露出のタイミングが早く、炉心損傷及び炉心溶融のタイミングが早い。 原子炉容器の水保持能力が損なわれる場合、溶融炉心が原子炉容器から落下するタイミングが早い。 <p>上記のような違いがあるものの、原子炉容器破損時間の観点では、どちらの場合においても、ブローダウン過程で原子炉容器内の水が短期間に流出する点では変わりなく、炉心注水が無ければ原子炉容器破損までの時間に大きな差は生じないと考えられる。さらに、原子炉格納容器圧力/温度の観点では、どちらの場合においても短期間に1次冷却材のエンタルピが原子炉格納容器内に放出される点では類似である。また、原子炉格納容器圧力の初期ピークはExcess LOCAの方が高くなるものの大破断LOCA解析の事象初期では原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍及び200℃に対して十分な裕度があることを確認していることから、Excess LOCAによっても格納容器破損防止対策に期待できるまでの短期間に原子炉格納容器の健全性が損なわれることは無い。以上から、原子炉容器破損時間に大きな差異はなく、また、原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍を超えないことから、Excess LOCAと大破断LOCAは同様と判断し、事故シーケンスを代表として有効性評価を実施している。</p>		<p>6. 大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA)</p> <p>この事故シーケンスについても、AEW、AEI及びAEDのいずれかのPDSに分類され、代表となる格納容器破損モードは「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」、「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」、「水素燃焼」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」の4つである。このシーケンスは、大破断LOCAと比較すると以下の差異が考えられる。</p> <ul style="list-style-type: none"> 破断口が大きく、格納容器圧力上昇が大破断LOCAと比べて早い。 炉心露出のタイミングが早く、炉心損傷及び炉心溶融のタイミングが早い。 原子炉容器の水保持能力が損なわれる場合、溶融炉心が原子炉容器から落下するタイミングが早い。 <p>上記のような違いがあるものの、原子炉容器破損時間の観点では、どちらの場合においても、ブローダウン過程で原子炉容器内の水が短期間に流出する点では変わりなく、炉心注水が無ければ原子炉容器破損までの時間に大きな差は生じないと考えられる。さらに、原子炉格納容器圧力/温度の観点では、どちらの場合においても短期間に1次冷却材のエンタルピが原子炉格納容器内に放出される点では類似である。また、原子炉格納容器圧力の初期ピークはExcess LOCAの方が高くなるものの大破断LOCA解析の事象初期では原子炉格納容器の限界圧力0.566MPa[gage]及び限界温度200℃に対して十分な裕度があることを確認していることから、Excess LOCAによっても格納容器破損防止対策に期待できるまでの短期間に原子炉格納容器の健全性が損なわれることは無い。以上から、原子炉容器破損時間に大きな差異はなく、また、原子炉格納容器の限界圧力0.566MPa[gage]を超えないことから、Excess LOCAと大破断LOCAは同様と判断し、事故シーケンスを代表として有効性評価を実施している。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px; text-align: center;"> 追而【地震PRAの最終評価結果を反映】 </div>	<p>【大飯】 ■記載表現の相違 (以下、相違理由説明を省略)</p>



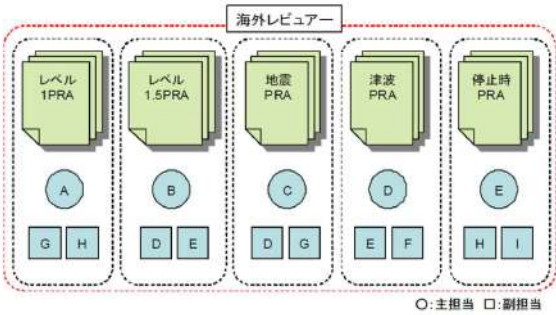


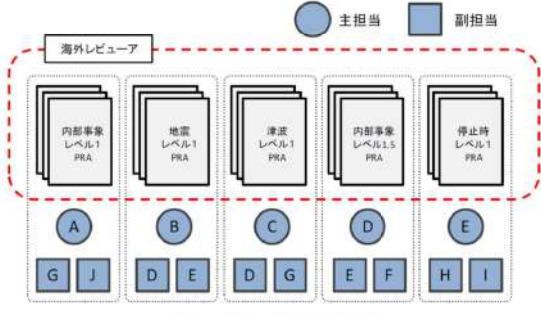


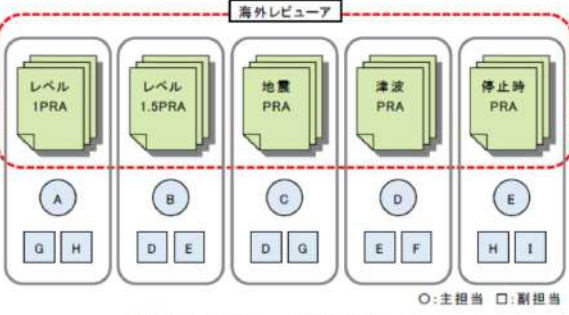
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別紙15 泊3号炉 PRAピアレビュー実施結果について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違説明
<p style="text-align: right;">別紙15</p> <p>大飯3号炉及び4号炉 PRAピアレビュー実施結果について</p> <p>1. 目的 事故シークエンスグループ及び格納容器破損モードの選定に 当たり実施したPRAの妥当性確認及び品質向上を目的とし て、国内外のPRA専門家によるピアレビューを実施した。</p> <p>2. 実施内容 今回実施した以下に示す各PRAを対象に、一般社団法人 日本原子力学会が定める実施基準（以下、「学会標準」とい う。）との整合性、及び、国内外の知見を踏まえたPRA手法 の妥当性について確認を行った。</p> <p>なお、本ピアレビューでは第三者機関（一般社団法人 日 本原子力技術協会）から発行されている「PSAピアレビ ューガイドライン（平成21年6月）」（以下、「ガイドライン」と いう。）を参考にレビューを行った。</p> <p>2.1 レビュー対象となるPRA</p> <ul style="list-style-type: none"> ・内部事象レベル1 PRA ・地震レベル1 PRA ・津波レベル1 PRA ・内部事象レベル1.5 PRA ・停止時レベル1 PRA <p>2.2 レビュー体制 レビュアーの選定に当たっては、ガイドラインに従い、専 門性、経験、独立性及び公正性の4つの要素を考慮して以下 のとおり実施した。</p> <p>なお、レビューの実施に当たっては多面的な視点で評価す る観点から、各PRAはレビューチームのうち複数のメンバ ー（主担当、副担当）がレビューを行うこととした。また、</p>	<p style="text-align: right;">別紙12</p> <p>女川2号炉 PRAピアレビュー実施結果について</p> <p>1. 目的 事故シークエンスグループ及び格納容器破損モードの選定に あたり実施したPRAの妥当性確認及び品質向上を目的とし て、国内外のPRA専門家によるピアレビューを実施した。 今回実施したピアレビュー結果の概要は以下のとおり。</p> <p>2. 実施内容 今回実施した以下に示す各PRAを対象に、日本原子力学 会標準との整合性、及び国内外の知見を踏まえたPRA手法 の妥当性について確認を行った。</p> <p>なお、本ピアレビューでは第三者機関から発行されている 「PSAピアレビューガイドライン（平成21年6月 一般社 団法人 日本原子力技術協会（以下「ガイドライン」とい う。）を参考にレビューを行った。</p> <p>2.1 レビュー対象となるPRA</p> <ul style="list-style-type: none"> ・内部事象運転時レベル1 PRA ・地震レベル1 PRA ・津波レベル1 PRA ・内部事象運転時レベル1.5 PRA ・内部事象停止時レベル1 PRA <p>2.2 レビュー体制 レビュアーの選定に当たっては、ガイドラインに従い、専 門性、経験、独立性及び公正性の4つの要素を考慮して以下 のとおり選定した。</p> <p>なお、レビューの実施に当たっては多面的な視点で評価す る観点から、各PRAはレビューチームのうち複数のメンバ ー（主担当、副担当）がレビューを行うこととした。また、</p>	<p style="text-align: right;">別紙15</p> <p>泊3号炉 PRAピアレビュー実施結果について</p> <p>1. 目的 事故シークエンスグループ及び格納容器破損モードの選定に あたり実施したPRAの妥当性確認及び品質向上を目的とし て、国内外のPRA専門家によるピアレビューを実施した。 今回実施したピアレビュー結果の概要は以下のとおり。</p> <p>2. 実施内容 今回実施した以下に示す各PRAを対象に、日本原子力学 会標準との整合性、及び国内外の知見を踏まえたPRA手法 の妥当性について確認を行った。</p> <p>なお、本ピアレビューでは第三者機関から発行されている 「PSAピアレビューガイドライン（平成21年6月 一般社 団法人 日本原子力技術協会）」（以下、「ガイドライン」とい う。）を参考にレビューを行った。</p> <p>2.1 レビュー対象となるPRA</p> <ul style="list-style-type: none"> ・内部事象運転時レベル1 PRA ・地震レベル1 PRA ・津波レベル1 PRA ・内部事象運転時レベル1.5 PRA ・内部事象停止時レベル1 PRA <p>2.2 レビュー体制 レビュアーの選定に当たっては、ガイドラインに従い、専 門性、経験、独立性及び公正性の4つの要素を考慮して以下 のとおり実施した。</p> <p>なお、レビューの実施に当たっては多面的な視点で評価す る観点から、各PRAはレビューチームのうち複数のメンバ ー（主担当、副担当）がレビューを行うこととした。また、今</p>	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■付番の相違 ・資料番号の相違 <p>【女川】【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■名称の相違 ・申請プラント <p>（以下、相違理由説明を省略）</p> <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載表現の相違 ・女川に記載統一 <p>（以下、相違理由説明を省略）</p> <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載表現の相違 ・レビュアー⇄レビューア <p>（以下、相違理由説明を省略）</p>

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別紙15 泊3号炉 PRAピアレビュー実施結果について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違説明
<p>今回実施したレビュー実施方法を含めPRA全般を俯瞰した視点から改善事項を抽出する観点でPRAの経験豊富な海外レビューアを米国より招聘し、米国でのPRA実施状況との比較に基づく助言を得ることとした（第1図参照）。</p> <p>○国内レビューア：9名 </p> <p>○海外レビューア：1名 </p>  <p>○主担当 □:副担当</p> <p>第1図 レビュー体制のイメージ</p> <p>2.3 レビュー方法及び内容 (1) 事前準備（情報収集及び分析）：約2週間 オンサイトレビューを効率的かつ効果的に実施するために、各レビューアに事前にPRAの概要資料を提出し、全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理する期間を設けた。</p>	<p>今回実施したレビュー実施方法を含めPRA全般を俯瞰した視点から改善事項を抽出する観点でPRAの経験豊富な海外レビューアを招聘し、米国でのPRA実施状況との比較に基づく助言を得ることとした（図1参照）。</p> <p>○国内レビューア：10名 </p> <p>○海外レビューア：1名 </p>  <p>○主担当 □:副担当</p> <p>図1 レビュー体制のイメージ</p> <p>2.3 レビュー方法及び内容 (1) 事前準備（情報収集及び分析）：約1週間 オンサイトレビューを効率的かつ効果的に実施するために、各レビューアに事前にPRAの概要資料を提出し、全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理する期間を設けた。</p>	<p>今回実施したレビュー実施方法を含めPRA全般を俯瞰した視点から改善事項を抽出する観点でPRAの経験豊富な海外レビューアを米国より招聘し、米国でのPRA実施状況との比較に基づく助言を得ることとした（第1図参照）。</p> <p>○国内レビューア：9名 </p> <p>○海外レビューア：1名 </p>  <p>○主担当 □:副担当</p> <p>第1図 レビュー体制のイメージ</p> <p>2.3 レビュー方法及び内容 (1) 事前準備（情報収集及び分析）：約2週間 オンサイトレビューを効率的かつ効果的に実施するために、各レビューアに事前にPRAの概要資料を提出し、全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理する期間を設けた。</p>	<p>【女川】 ■記載方針の相違 ・記載の充実（大飯と同様）</p> <p>【女川】 ■記載表現の相違 （以下、相違理由説明を省略）</p> <p>【女川】 ■個別評価による相違 ・レビューアの人数及びレビューアの会社が異なる</p> <p>【女川】 ■個別評価による相違 ・ピアレビューに向けた事前準備期間が異なる</p>

枠囲みの範囲は機密に係る事項ですので公開することはできません。

枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません

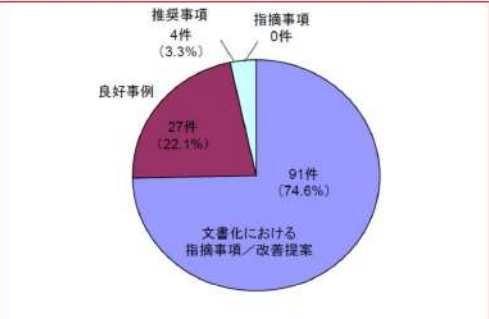
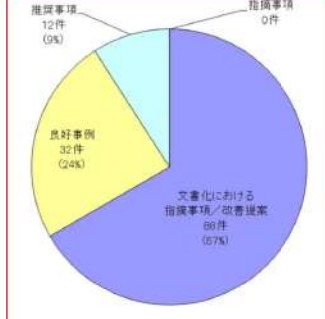
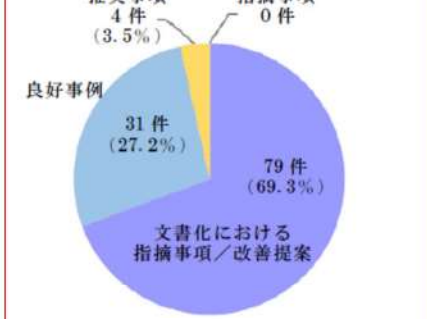
枠囲みの内容は機密情報に属しますので公開できません。

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

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違説明
<p>(2) オンサイトレビュー：1週間</p> <p>国内外のレビューにより各PRAの文書化資料を基に学会標準適合性等についてレビューを実施した。レビューに際してレビューは適宜同席したPRA実施者（当社社員及びプラントメーカー技術者）と質疑応答を行い、具体的な内容・課題を共有しながら進めた。</p> <p>(3) ピアレビュー報告書の作成：約1.5ヶ月</p> <p>オンサイトレビューにおけるレビューとPRA実施者による質疑応答を文書化するとともに、レビュー結果の整理に際して発生した追加質問事項にかかる確認を行い、実施したピアレビューの報告書を作成した。</p> <p>(4) ピアレビュー結果の確認、対応方針検討：約1ヶ月</p> <p>ピアレビュー報告書に記載された推奨事項等の詳細内容を確認するとともに、各項目に対する今後の方向性を検討した。</p> <p>3. 結果の概要</p> <p>3.1 国内レビューからのコメント</p> <p>レビューの結果、国内レビューからのコメントは以下に示すとおりであり、学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は0件であり、今回実施したPRAの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことが確認された。</p> <p>一方、PRAの更なる品質向上に資すると考えられる「推奨事項」として起回事象発生頻度の設定方法等に関するコメントを4件、また、文書化における指摘事項/改善提案として合計91件を受けており、これらについては今後PRAを実施する際に有効活用していくこととする。</p> <p>主なコメント内容について以下に示す。</p>	<p>(2) オンサイトレビュー：約1週間</p> <p>国内外のレビューにより、各PRAの文書化資料を基に学会標準適合性等についてレビューを実施した。レビューに際しては適宜同席したPRA実施者（当社社員、当社協力企業社員及びプラントメーカー技術者）と質疑応答を行い、具体的な内容・課題を共有しながら進めた。</p> <p>(3) ピアレビュー結果報告書の作成：約1ヶ月</p> <p>オンサイトレビューにおけるレビューとPRA実施者による質疑応答を文書化するとともに、レビュー結果の整理に際して発生した追加質問事項に係る確認を行い、今回実施したピアレビューの実施結果報告書を作成した。</p> <p>(4) ピアレビュー結果の確認、対応方針検討：約1ヶ月</p> <p>ピアレビュー報告書に記載された推奨事項等の詳細内容を確認するとともに、各項目に対する今後の方向性を検討した。</p> <p>3. 結果の概要</p> <p>3.1 国内レビューからのコメント</p> <p>レビューの結果、国内レビューからのコメントは以下に示すとおりであり、学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は0件であり、今回実施したPRAの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことが確認された。</p> <p>一方、PRAの更なる品質向上に資すると考えられる「推奨事項」として12件、また、文書化における指摘事項及び改善提案として合計88件を受けており、これらについては今後PRAを実施する際に有効活用していくこととする。</p> <p>主なコメント内容について以下に示す。</p>	<p>(2) オンサイトレビュー：1週間</p> <p>国内外のレビューにより、各PRAの文書化資料を基に学会標準適合性等についてレビューを実施した。レビューに際しては適宜同席したPRA実施者（当社社員及びプラントメーカー技術者）と質疑応答を行い、具体的な内容・課題を共有しながら進めた。</p> <p>(3) ピアレビュー結果報告書の作成：約1.5ヶ月</p> <p>オンサイトレビューにおけるレビューとPRA実施者による質疑応答を文書化するとともに、レビュー結果の整理に際して発生した追加質問事項に係る確認を行い、今回実施したピアレビューの実施結果報告書を作成した。</p> <p>(4) ピアレビュー結果の確認、対応方針検討：約1ヶ月</p> <p>ピアレビュー報告書に記載された推奨事項等の詳細内容を確認するとともに、各項目に対する今後の方向性を検討した。</p> <p>3. 結果の概要</p> <p>3.1 国内レビューからのコメント</p> <p>レビューの結果、国内レビューからのコメントは以下に示すとおりであり、学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は0件であり、今回実施したPRAの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことが確認された。</p> <p>一方、PRAの更なる品質向上に資すると考えられる「推奨事項」として起回事象発生頻度の設定方法等に関するコメントを4件、また、文書化における指摘事項及び改善提案として合計79件を受けており、これらについては今後PRAを実施する際に有効活用していくこととする。</p> <p>主なコメント内容について以下に示す。</p>	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■個別評価による相違 ・ピアレビューの期間が異なる <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■個別評価による相違 ・ピアレビューの同席者が異なる <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■個別評価による相違 ・ピアレビューの報告書作成期間が異なる <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載方針の相違 ・記載の充実（大飯と同様） <p>【女川】【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■個別評価による相違 ・指摘事項等の件数が異なる

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙15 泊3号炉 PRAピアレビュー実施結果について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違説明																																																																																																																																			
<p>第1表 国内レビューによるコメント件数（件）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>内部事象 レベル1</th> <th>内部事象 レベル1.5</th> <th>地震 レベル1</th> <th>津波 レベル1</th> <th>停止時 レベル1</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>指摘事項</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>推奨事項</td> <td>4</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>文書化 指摘事項</td> <td>9</td> <td>0</td> <td>25</td> <td>3</td> <td>8</td> <td>45</td> </tr> <tr> <td>改善提案</td> <td>12</td> <td>18</td> <td>2</td> <td>8</td> <td>6</td> <td>46</td> </tr> <tr> <td>良好事例</td> <td>14</td> <td>10</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>27</td> </tr> </tbody> </table>  <p>第2図 全コメントに対する各コメントの割合</p>		内部事象 レベル1	内部事象 レベル1.5	地震 レベル1	津波 レベル1	停止時 レベル1	合計	指摘事項	0	0	0	0	0	0	推奨事項	4	0	0	0	0	4	文書化 指摘事項	9	0	25	3	8	45	改善提案	12	18	2	8	6	46	良好事例	14	10	1	1	1	27	<p>表1 国内レビューによるコメント件数（132件）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th>内部事象 レベル1</th> <th>停止時 レベル1</th> <th>地震 レベル1</th> <th>津波 レベル1</th> <th>内部事象 レベル1.5</th> <th rowspan="2">合計</th> </tr> <tr> <th>PRA</th> <th>PRA</th> <th>PRA</th> <th>PRA</th> <th>PRA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>指摘事項</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>推奨事項</td> <td>6</td> <td>4</td> <td>2</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>12</td> </tr> <tr> <td>文書化 指摘事項</td> <td>1</td> <td>5</td> <td>7</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>改善提案</td> <td>15</td> <td>15</td> <td>22</td> <td>7</td> <td>14</td> <td>73</td> </tr> <tr> <td>良好事例</td> <td>12</td> <td>11</td> <td>5</td> <td>3</td> <td>1</td> <td>32</td> </tr> </tbody> </table>  <p>図2 全コメントに対する各コメントの割合</p>		内部事象 レベル1	停止時 レベル1	地震 レベル1	津波 レベル1	内部事象 レベル1.5	合計	PRA	PRA	PRA	PRA	PRA	指摘事項	0	0	0	0	0	0	推奨事項	6	4	2	0	0	12	文書化 指摘事項	1	5	7	1	1	15	改善提案	15	15	22	7	14	73	良好事例	12	11	5	3	1	32	<p>第1表 国内レビューによるコメント件数（件）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>内部事象 レベル1</th> <th>内部事象 レベル1.5</th> <th>地震 レベル1</th> <th>津波 レベル1</th> <th>停止時 レベル1</th> <th>合計</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>指摘事項</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>推奨事項</td> <td>4</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>文書化 指摘事項</td> <td>8</td> <td>0</td> <td>22</td> <td>4</td> <td>0</td> <td>34</td> </tr> <tr> <td>改善提案</td> <td>11</td> <td>16</td> <td>2</td> <td>10</td> <td>6</td> <td>45</td> </tr> <tr> <td>良好事例</td> <td>12</td> <td>11</td> <td>1</td> <td>2</td> <td>5</td> <td>31</td> </tr> </tbody> </table>  <p>第2図 全コメントに対する各コメントの割合</p>		内部事象 レベル1	内部事象 レベル1.5	地震 レベル1	津波 レベル1	停止時 レベル1	合計	指摘事項	0	0	0	0	0	0	推奨事項	4	0	0	0	0	4	文書化 指摘事項	8	0	22	4	0	34	改善提案	11	16	2	10	6	45	良好事例	12	11	1	2	5	31	<p>【女川】【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■個別評価による相違 ・指摘事項等の件数が異なる <p>【女川】【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■個別評価による相違 ・指摘事項等の件数が異なる
	内部事象 レベル1	内部事象 レベル1.5	地震 レベル1	津波 レベル1	停止時 レベル1	合計																																																																																																																																
指摘事項	0	0	0	0	0	0																																																																																																																																
推奨事項	4	0	0	0	0	4																																																																																																																																
文書化 指摘事項	9	0	25	3	8	45																																																																																																																																
改善提案	12	18	2	8	6	46																																																																																																																																
良好事例	14	10	1	1	1	27																																																																																																																																
	内部事象 レベル1	停止時 レベル1	地震 レベル1	津波 レベル1	内部事象 レベル1.5	合計																																																																																																																																
	PRA	PRA	PRA	PRA	PRA																																																																																																																																	
指摘事項	0	0	0	0	0	0																																																																																																																																
推奨事項	6	4	2	0	0	12																																																																																																																																
文書化 指摘事項	1	5	7	1	1	15																																																																																																																																
改善提案	15	15	22	7	14	73																																																																																																																																
良好事例	12	11	5	3	1	32																																																																																																																																
	内部事象 レベル1	内部事象 レベル1.5	地震 レベル1	津波 レベル1	停止時 レベル1	合計																																																																																																																																
指摘事項	0	0	0	0	0	0																																																																																																																																
推奨事項	4	0	0	0	0	4																																																																																																																																
文書化 指摘事項	8	0	22	4	0	34																																																																																																																																
改善提案	11	16	2	10	6	45																																																																																																																																
良好事例	12	11	1	2	5	31																																																																																																																																
<p>3.1.1 指摘事項</p> <p>今回実施した各PRAはそれぞれの学会標準に準拠して評価を実施したものであり、レビュー結果からも学会標準への不適合箇所やPRAの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点はないことが確認できた。</p> <p>3.1.2 推奨事項</p> <p>学会標準適合性とは別に更なる品質向上に資するものとして、4件の推奨事項が挙げられた。具体的には「起因事象の発生頻度」、「成功基準の設定」及び「不確実さ解析」に関する内容であったが、これらの推奨事項は、現状の評価手法に対して更なる説明性の向上に資するものと考えられることから、評価手法改善に向けた詳細を調査・検討していく。推奨事項の詳細については以下の通り。</p>	<p>3.1.1 指摘事項</p> <p>今回実施した各PRAはそれぞれの学会標準を参考に評価を実施したものであり、レビュー結果からも学会標準への不適合箇所やPRAの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点はないことが確認できた。</p> <p>3.1.2 推奨事項</p> <p>学会標準適合性とは別に更なる品質向上に資するものとして、12件の推奨事項が挙げられた。具体的には「事故シーケンスの展開」等に関する内容であったが、これらの推奨事項は、現状の評価手法に対して更なる説明性の向上に資するものと考えられることから、評価手法改善に向けた調査・検討を実施していく。主な推奨事項の詳細については以下のとおり。</p>	<p>3.1.1 指摘事項</p> <p>今回実施した各PRAはそれぞれの学会標準を参考に評価を実施したものであり、レビュー結果からも学会標準への不適合箇所やPRAの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点はないことが確認できた。</p> <p>3.1.2 推奨事項</p> <p>学会標準適合性とは別に更なる品質向上に資するものとして、4件の推奨事項が挙げられた。具体的には「起因事象の発生頻度」、「成功基準の設定」及び「不確実さ解析」に関する内容であったが、これらの推奨事項は、現状の評価手法に対して更なる説明性の向上に資するものと考えられることから、評価手法改善に向けた調査・検討を実施していく。主な推奨事項の詳細については以下のとおり。</p>	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■個別評価による相違 ・推奨事項の件数・内容が異なる 																																																																																																																																			

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別紙15 泊3号炉 PRAピアレビュー実施結果について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違説明
<p><推奨事項></p> <p>① 補機冷却水の喪失、インターフェイスシステムLOCAの発生頻度</p> <p>補機冷却水の喪失の発生頻度は、最も支配的な起因事象であり発生頻度の妥当性を確認する上で、システム信頼性解析等の適用性について検討することが推奨される。また、インターフェイスシステムLOCA（以下、「IS-LOCA」という。）についても発生頻度が低いことの妥当性を確認するために、海外の知見を踏まえた評価手法を検討することが推奨される。</p> <p>(対応方針)</p> <p>○補機冷却水の喪失</p> <p>起因事象発生頻度として、国内で過去発生実績の無い起因事象は発生実績を0.5件と仮定して評価している。原子炉補機冷却水喪失のようなCDFへの影響が大きい起因事象についてはフォールトツリーを用いたシステム信頼性解析を実施することでプラント毎の相違をより明確に評価することが可能であると考えられ、今後実施する安全性向上評価の際に反映できるよう具体的な評価手法については海外での取扱いを調査し、検討を実施する。</p>	<p><推奨事項></p> <p>(1) 事故シークエンスの展開</p> <p>イベントツリーのヘディングの設定において、最初のヘディングが「同時メンテナンスの禁止」という評価除外事象となっている。このヘディングは事故進展の展開のためではなく、事故シークエンスの定量化における排反事象の削除のために導入されたものである。排反事象の削除方法としては、RiskSpectrum*PSAの他の事故シークエンスの定量化機能を適用し、イベントツリーのヘディングには事故進展の展開の観点から「同時メンテナンスの禁止」を含めないようにすることを検討することを推奨する。(内部事象運転時レベル1PRA, 内部事象停止時レベル1PRA)</p> <p>(対応方針)</p> <p>排反事象の削除方法として、本評価で適用している定量化手法で適切に評価できることを確認している。ただし、事故進展の観点から「同時メンテナンスの禁止」をイベントツリーのヘディングに含めないように、今後実施する安全性向上評価のPRA実施に際して反映できるよう具体的な評価手法について調査し、検討を実施する。</p>	<p><推奨事項></p> <p>(1) 原子炉補機冷却機能喪失、インターフェイスシステムLOCAの発生頻度</p> <p>原子炉補機冷却機能喪失の発生頻度は、最も支配的な起因事象であり発生頻度の妥当性を確認する上で、システム信頼性解析等の適用性について検討することが推奨される。また、インターフェイスシステムLOCA（以下、「IS-LOCA」という。）についても発生頻度が低いことの妥当性を確認するために、海外の知見を踏まえた評価手法を検討することが推奨される。</p> <p>(対応方針)</p> <p>○原子炉補機冷却機能喪失</p> <p>起因事象発生頻度として、国内で過去発生実績の無い起因事象は発生実績を0.5件と仮定して評価している。原子炉補機冷却機能喪失のようなCDFへの影響が大きい起因事象についてはフォールトツリーを用いたシステム信頼性解析を実施することでプラントごとの相違をより明確に評価することが可能であると考えられ、今後実施する安全性向上評価の際に反映できるよう具体的な評価手法については海外での取扱いを調査し、検討を実施する。</p>	<p>【女川】</p> <p>■設計の相違</p> <p>・設計の相違により推奨事項の内容が相違しているため、推奨事項については大飯と比較する</p> <p>【大飯】</p> <p>■付番の相違 (以下、相違理由説明を省略)</p> <p>■名称の相違</p> <p>・補機冷却水の喪失⇔原子炉補機冷却機能喪失 (以下、相違理由説明を省略)</p> <p>【大飯】</p> <p>■記載表現の相違</p> <p>・毎⇔ごと</p>

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別紙15 泊3号炉 PRAピアレビュー実施結果について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違説明
<p>○IS-LOCA</p> <p>日本と米国のIS-LOCAの発生頻度の相違については、システム解析に用いる機器故障率の相違による影響が支配的であると考えられる。評価手法自体は、海外レビューアからの聞き取り情報からも概ね同じ手法を用いた評価であることを確認しており日本と米国で評価手法に大差はないと考えているが、米国の評価手法の詳細について調査を実施し、安全性向上評価のPRA実施に際して評価手法の見直しを検討する。</p> <p>② 大破断LOCA時の成功基準</p> <p>大破断LOCA時のECCS注水機能に関する熱水力解析条件が、今回の成功基準解析と整合性が取れていない。この成功基準解析の妥当性を許認可コードまたは最確評価コードを用いた熱水力解析で確認する、または、その他の方法により成功基準の妥当性を確認している場合はその旨を報告書に明記することが推奨される。</p> <p>(対応方針)</p> <p>大破断LOCAの成功基準で参照している熱水力解析については、許認可時の安全解析を参照するとともに、当該事故シークエンスのCDFへの影響を考慮して緩和設備の組み合わせを設定しているものであるが、次回PRA実施時には当該部分の判断根拠についての文書化内容を充実させる。</p> <p>③ 不確実さ解析における従属性の考慮</p> <p>PRAモデル内にある同種・同類の基事象に対し、それらのパラメータ（故障率等）に関する知識が同じである状態（State-of-knowledge correlation：SOKC）を前提とする場合、モンテカルロ法における従属性の影響の有無を考慮し、CDF及びその不確実さが過小評価とならないように、使用するパラメータの特性を把握しておくことが推奨される。</p> <p>(対応方針)</p>		<p>○IS-LOCA</p> <p>日本と米国のIS-LOCAの発生頻度の相違については、システム信頼性解析に用いる機器故障率の相違による影響が支配的であると考えられる。評価手法自体は、海外レビューアからの聞き取り情報からも概ね同じ手法を用いた評価であることを確認しており日本と米国で評価手法に大差はないと考えているが、米国の評価手法の詳細について調査を実施し、安全性向上評価のPRA実施に際して評価手法の見直しを検討する。</p> <p>(2)大破断LOCA時の成功基準</p> <p>大破断LOCA時のECCS注水機能に関する熱水力解析条件が、今回の成功基準解析と整合性が取れていない。この成功基準解析の妥当性を許認可コード又は最確評価コードを用いた熱水力解析で確認する、又は、その他の方法により成功基準の妥当性を確認している場合はその旨を報告書に明記することが推奨される。</p> <p>(対応方針)</p> <p>大破断LOCAの成功基準で参照している熱水力解析については、許認可時の安全解析を参照するとともに、当該事故シークエンスのCDFへの影響を考慮して緩和設備の組み合わせを設定しているものであるが、次回PRA実施時には当該部分の判断根拠についての文書化内容を充実させる。</p> <p>(3)不確実さ解析における従属性の考慮</p> <p>PRAモデル内にある同種・同類の基事象に対し、それらのパラメータ（故障率等）に関する知識が同じである状態（State-of-knowledge correlation：SOKC）を前提とする場合、モンテカルロ法における従属性の影響の有無を考慮し、CDF及びその不確実さが過小評価とならないように、使用するパラメータの特性を把握しておくことが推奨される。</p> <p>(対応方針)</p>	<p>【大飯】 ■記載表現の相違 システム解析⇄システム信頼性解析 (以下、相違理由説明を省略)</p> <p>【大飯】 ■記載表現の相違 ・または⇄又は</p> <p>【大飯】 ■記載表現の相違 ・組み合わせ⇄組合せ</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙15 泊3号炉 PRAピアレビュー実施結果について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違説明
<p>SOKCにおける従属性の影響については、学会標準改訂の検討の場でも議論されているものとして認識しており、今後は、安全性向上評価のPRA実施に際して使用するパラメータの特性を把握し、従属性を適切に考慮して不確実さ解析を実施する。</p> <p>3. 1. 3 文書化における指摘事項/改善提案 今回のピアレビューで挙げられた文書化における指摘事項は45件、改善提案は46件であり、モデル化された内容が詳細に文書化されていない事例が多く挙げられた。それらのうち多くは過去の評価時の資料に文書化されているものを引用したことで改めて文書化しなかった事例であるが、文書化については実施したPRAモデルの内容を説明する上で重要な要素であり、引用文献の該当箇所を掲載しておくことがPRAの品質上望ましいと考えられることから、今後文書化の際に改善を図っていく。文書化に関するコメントの一例を以下に示す。</p> <p><文書化における指摘事項></p> <p>機器カテゴリーの分類に関して、別冊に各機器の分類カテゴリーに関する記載があるが、本文中に設定根拠に係る記載がないため、本文中に文書化する必要がある。(地震レベル1 PRA)</p> <p>非常用ディーゼル発電機やバッテリーなどの電源系の試験間隔について、明確に示されていないため、文書化する必要がある。(停止時レベル1 PRA)</p> <p><文書化における改善提案></p> <p>物理化学現象に関する分岐確率の設定根拠の説明において、工学的判断、文献に基づく設定、過去の知見の使い分けが分かりづらい。設定根拠の説明は重要な部分であ</p>	<p>3. 1. 3 文書化における指摘事項及び改善提案 今回のピアレビューで挙げられた文書化における指摘事項は15件、改善提案は73件であり、モデル化された内容が詳細に文書化されていない事例が多く挙げられた。文書化については実施したPRAモデルの内容を説明する上で重要な要素であることから、今後文書化の際に改善を図っていく。文書化に関するコメントの一例を以下に示す。</p> <p><文書化における指摘事項></p> <p>地震レベル1 PRA報告書には、具体的なプラントウォークダウンの実施内容(対象機器の選定手順等)及び結果が記載されていないため、これらを追記する必要がある。(地震レベル1 PRA)</p> <p><文書化における改善提案></p> <p>格納容器の限界圧力及び限界温度の設定については、参考資料を明記することが望ましい。(内部事象運転時レベル1. 5 PRA)</p>	<p>SOKCにおける従属性の影響については、学会標準改訂の検討の場でも議論されているものとして認識しており、今後は、安全性向上評価のPRA実施に際して使用するパラメータの特性を把握し、従属性を適切に考慮して不確実さ解析を実施する。</p> <p>3.1.3 文書化における指摘事項/改善提案 今回のピアレビューで挙げられた文書化における指摘事項は34件、改善提案は45件であり、モデル化された内容が詳細に文書化されていない事例が多く挙げられた。それらのうち多くは過去の評価時の資料に文書化されているものを引用したことで改めて文書化しなかった事例であるが、文書化については実施したPRAモデルの内容を説明する上で重要な要素であり、引用文献の該当箇所を掲載しておくことがPRAの品質上望ましいと考えられることから、今後文書化の際に改善を図っていく。文書化に関するコメントの一例を以下に示す。</p> <p><文書化における指摘事項></p> <p>機器カテゴリーの分類に関して、別冊に各機器の分類カテゴリーに関する記載があるが、カテゴリ実施の有無、考え方について本文中に記載する必要がある。(地震レベル1 PRA)</p> <p><文書化における改善提案></p> <p>物理化学現象に関する分岐確率の設定根拠の説明において、工学的判断、文献に基づく設定、過去の知見の使い分けがわかりづらい。設定根拠の説明は重要な部分であ</p>	<p>【女川】【大飯】 ■個別評価による相違 ・指摘事項等の件数が異なる</p> <p>【女川】 ■記載方針の相違 ・記載の充実(大飯と同様)</p> <p>【女川】 ■設計の相違 ・設計の相違により文書化の内容が相違しているため、文書化における推奨事項及び文書化における改善提案については大飯と比較する</p> <p>【大飯】 ■記載表現の相違 カテゴリー⇄カテゴリ (以下、相違理由説明を省略)</p> <p>【大飯】 ■個別評価による相違 ・指摘事項の内容が異なる</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙15 泊3号炉 PRAピアレビュー実施結果について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違説明
<p>り、説明性向上のためにも適切に整理して記載するのが望ましい。(内部事象レベル1.5PRA)</p> <p>3. 1. 4 良好事例 今回のピアレビューで挙げられた良好事例は27件であり、システム解析及び文書化に関する事例が多かった。主な良好事例は以下のとおりであり、今回良好事例として挙げられた項目については、今後も引き続き継続実施していくとともに、更なる品質向上に努めていく。</p> <p><主な良好事例></p> <p>①システム解析 今回実施したPRAでは、主な信号系（S信号、BO信号等）について代表的な信号系でモデル化するのではなく、各信号系をフォールトツリーで詳細にモデル化していることは、品質管理上好ましく良好事例である。(内部事象レベル1PRA)</p> <p>②文書化 シビアアクシデント時に考えられる事故進展、負荷の種類、負荷に対する知見及びそれらの根拠となった実験研究が簡潔にまとめられている。(内部事象レベル1.5PRA) また、学会標準で要求されていない人的過誤リストを作成している。(内部事象レベル1PRA)</p> <p>3. 2 海外レビューアからのコメント 海外レビューアからは、主に米国で実施されているPRAと日本で実施されているPRAとの相違点を踏まえた提案・気づき事項が示された。海外レビューアから示されたコメントは27件であり、主に起因事象発生頻度に関する</p>	<p>り、説明性向上のためにも適切に整理して記載するのが望ましい。(内部事象レベル1.5PRA)</p> <p>3. 1. 4 良好事例 今回のピアレビューで挙げられた良好事例は32件であった。今回良好事例として挙げられた項目については、今後も引き続き継続実施していくとともに、更なる品質向上に努めていく。</p> <p><主な良好事例></p> <p>(1) システム信頼性解析 システム毎の詳細なFT仕様書が作成され、起因事象別のモデル化の仮定及びFTの相違点が簡潔かつ明確にまとめられている。また、基事象の発生確率の算出に厳密式を用いている。さらに、共通原因故障の同定手順を明確化した上で、検討している。(内部事象運転時レベル1PRA、内部事象停止時レベル1PRA)</p> <p>(2) 事故シナリオの同定 直接的な被災による事故シナリオの分析に加えて、間接的な被災による事故シナリオの分析も実施している。(津波レベル1PRA)</p> <p>3. 2 海外レビューアからのコメント 海外レビューアからは、主に米国で実施されているPRAと日本で実施されているPRAとの相違点を踏まえたコメント及び留意事項が示された。海外レビューアから示されたコメントは22件であり、内部事象運転時レベル1P</p>	<p>り、説明性向上のためにも適切に整理して記載するのが望ましい。(内部事象レベル1.5PRA)</p> <p>3.1.4 良好事例 今回のピアレビューで挙げられた良好事例は31件であり、システム解析及び文書化に関する事例が多かった。主な良好事例は以下のとおりであり、今回良好事例として挙げられた項目については、今後も引き続き継続実施していくとともに、更なる品質向上に努めていく。</p> <p><主な良好事例></p> <p>(1)システム信頼性解析 今回実施したPRAでは、主な信号系（S信号、BO信号等）について代表的な信号系でモデル化するのではなく、各信号系をフォールトツリーで詳細にモデル化していることは、品質管理上好ましく良好事例である。(内部事象レベル1PRA)</p> <p>(2)文書化 シビアアクシデント時に考えられる事故進展、負荷の種類、負荷に対する知見及びそれらの根拠となった実験研究が簡潔にまとめられている。(内部事象レベル1.5PRA) また、学会標準で要求されていない人的過誤リストを作成している。(内部事象レベル1PRA)</p> <p>3.2 海外レビューアからのコメント 海外レビューアからは、主に米国で実施されているPRAと日本で実施されているPRAとの相違点を踏まえたコメント及び留意事項が示された。海外レビューアから示されたコメントは27件であり、主に起因事象発生頻度に関する</p>	<p>【女川】【大飯】 ■個別評価による相違 ・良好事例の件数が異なる</p> <p>【女川】 ■記載方針の相違 ・記載の充実（大飯と同様）</p> <p>【女川】 ■設計の相違 ・設計の相違により良好事例の内容が相違しているため、良好事例については大飯と比較する</p> <p>【女川】</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙15 泊3号炉 PRAピアレビュー実施結果について

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違説明
<p>るコメントが多く示された。今回実施したPRAは学会標準に適合した手法を用いて評価を実施しているが、海外でのPRA実施状況についても適宜参考にし、より品質の高いPRAの実施に向けて今後の対応を検討していく。</p> <p><主なコメント></p> <p>① 大飯3号炉及び4号炉のIS-LOCAの発生頻度 (3.0E-11/炉年)は、設計が同類の米国プラントの発生頻度(1E-6/年)よりも非常に小さかった。設計が同類の米国プラントにおいて用いられた計算とデータの見直しを行うことを推奨する。同時にIS-LOCAの発生頻度の計算方法の違いをレビューすることを推奨する。</p> <p>(対応方針) 国内レビューアからも同様のコメントを受けており、同様の対応を実施する。</p> <p>② 原子炉補機冷却水系統のシステム設計は個別プラントによって異なることから、原子炉補機冷却機能喪失の起回事象発生頻度の評価はプラントごとに決められるべきで</p>	<p>RA及び内部事象停止レベル1 PRAに関するコメントが多く示された。今回実施したPRAは学会標準に適合した手法を用いて評価を実施しているが、海外でのPRA実施状況についても適宜参考にし、より品質の高いPRAの実施に向けて今後の検討をしていく(表2参照)。</p> <p><主なコメント></p> <p>(1) サポート系故障起回事象 本PRAでは、サポート系故障起回事象(原子炉補機冷却海水系/原子炉補機冷却系及びタービン補機冷却海水系/タービン補機冷却水系の喪失)の頻度計算に“Jeffery Non-Informative Prior”法を用いている。これらの系統には実績がないことから、両方の系統は全く異なる設計であっても、同じ故障頻度を有する。系統・トレイン故障の起回事象発生頻度は、フォールトツリーモデルを用いて計算すべきである。(内部事象運転レベル1 PRA)</p> <p>(対応方針) 起回事象発生頻度として、国内で過去発生実績の無い起回事象は発生実績を0.5件と仮定して評価している。原子炉補機冷却系故障のような炉心損傷頻度への影響が大きい起回事象については、フォールトツリーを用いたシステム信頼性解析を実施することでプラント毎の相違をより明確に評価することが可能であると考えられ、今後実施する安全性向上評価の際に反映できるよう具体的な評価方法については海外での取り扱いも調査し、検討を実施する。</p> <p>(2) 人間信頼性解析 人間信頼性解析は、運転員からの情報を取り入れている。PRAにおいてモデル化される運転員操作について運</p>	<p>するコメントが多く示された。今回実施したPRAは学会標準に適合した手法を用いて評価を実施しているが、海外でのPRA実施状況についても適宜参考にし、より品質の高いPRAの実施に向けて今後の対応を検討していく(第2表参照)。</p> <p><主なコメント></p> <p>(1) 泊3号炉のIS-LOCAの発生頻度(3.0E-11/炉年)は、設計が同類の米国プラントの発生頻度(1E-6/年)よりも非常に小さかった。設計が同類の米国プラントにおいて用いられた計算とデータの見直しを行うことを推奨する。同時にIS-LOCAの発生頻度の計算方法の違いをレビューすることを推奨する。</p> <p>(対応方針) 国内レビューアからも同様のコメントを受けており、同様の対応を実施する。</p> <p>(2) 原子炉補機冷却水系統のシステム設計は個別プラントによって異なることから、原子炉補機冷却機能喪失の起回事象発生頻度の評価はプラントごとに決められるべき</p>	<p>■個別評価による相違 ・コメントの内容が異なる</p> <p>【女川】 ■設計の相違 ・設計の相違により海外レビューアからのコメントの内容が相違しているため、海外レビューアからの主なコメントについては大飯と比較する</p>

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別紙15 泊3号炉 PRAピアレビュー実施結果について

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違説明
<p>ある。フォールトツリーモデルを使うことにより計算すべきであることを推奨する。</p> <p>(対応方針)</p> <p>国内レビュー者からも同様のコメントを受けており、同様の対応を実施する。</p> <p>③ 大阪3号炉及び4号炉の小破断LOCAの発生頻度(2.2E-4/炉年)がNUREG-1829で報告されている発生頻度(1.5E-3/年)より非常に低いことに注意する必要がある。</p> <p>(対応方針)</p> <p>LOCA事象に関しては現時点でシステム信頼性解析のように精緻に評価する手法がなく、発生実績を0.5件と仮定して発生頻度を評価しているが、安全性向上評価のPRAを目途に海外での様々な起因事象発生頻度の評価手法について調査を実施する。</p> <p>④ 起因事象の選定に当たっては米国PWRのPRA、NUREG/CR-6928及びNUREG-1829などに含まれる起因事象を参考に検討することが挙げられる。大阪3号炉及び4号炉への適用性の観点等から除外する場合はその理由を記載すべきである。</p> <p>(対応方針)</p> <p>本評価では、同型の先行プラントで対象とされている起因事象を参考に起因事象の選定を実施しているものであるが、海外における最新状況も参考に起因事象の選定をするため、安全性向上評価のPRAの実施に際して調査を実施し選定した起因事象の妥当性を確認する。なお、例示された文献で記載されている起因事象は、現在選定している事象で代表できるか、対象プラントに適用されない事象と考えている。</p> <p>⑤ 交流電源の喪失につながる、遮断器室の空調システムの喪失が含まれていない。この起因事象を排除した根拠</p>	<p>転員にインタビューすることによって情報を得ることができる。(内部事象運転時レベル1 PRA)</p> <p>(対応方針)</p> <p>今回の評価では、人間信頼性解析モデルの構築においては、運転員に対するインタビューは実施していない。運転員へのインタビューを行い、モデルに反映することから、今後実施する安全性向上評価に係るPRAにおいて検討を行う。</p>	<p>である。フォールトツリーモデルを使うことにより計算すべきであることを推奨する。</p> <p>(対応方針)</p> <p>国内レビュー者からも同様のコメントを受けており、同様の対応を実施する。</p> <p>③ 泊3号炉の小破断LOCAの発生頻度(2.2E-4/炉年)がNUREG-1829で報告されている発生頻度(1.5E-3/年)より非常に低いことに注意する必要がある。</p> <p>(対応方針)</p> <p>LOCA事象に関しては現時点でシステム信頼性解析のように精緻に評価する手法がなく、発生実績を0.5件と仮定して発生頻度を評価しているが、安全性向上評価のPRAを目途に海外での様々な起因事象発生頻度の評価手法について調査を実施する。</p> <p>④ 起因事象の選定に当たっては米国PWRのPRA、NUREG/CR-6928、NUREG-1829等に含まれる起因事象を参考に検討することが挙げられる。泊3号炉への適用性の観点等から除外する場合はその理由を記載すべきである。</p> <p>(対応方針)</p> <p>本評価では、同型の先行プラントで対象とされている起因事象を参考に起因事象の選定を実施しているものであるが、海外における最新状況も参考に起因事象の選定をするため、安全性向上評価のPRAの実施に際して調査を実施し選定した起因事象の妥当性を確認する。なお、例示された文献で記載されている起因事象は、現在選定している事象で代表できるか、対象プラントに適用されない事象と考えている。</p> <p>⑤ 交流電源の喪失につながる、開閉器室の空調システムの喪失が含まれていない。この起因事象を排除した根拠</p>	<p>【大阪】 ■記載表現の相違 【大阪】 ■記載表現の相違 ・など⇔等 (以下、相違理由説明を省略)</p> <p>【大阪】 ■設備名称の相違</p>

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別紙15 泊3号炉 PRAピアレビュー実施結果について

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違説明
<p>(例えば、部屋の加熱の計算)を示す必要がある。</p> <p>(対応方針)</p> <p>空調システムが喪失した場合に、部屋の温度が上昇し各機器が機能喪失する可能性については時間余裕の観点から低いものと考えているが、今回、対象外とした理由を文書化していないため、次回PRA時には文書化を実施する。なお、空調システムの喪失による緩和設備の機能喪失については室温評価を実施のうえ、フォールトツリー上でサポート系喪失として考慮している。</p> <p>⑥ 地震、津波PRAにおいて、内部事象PRAで使用された運転員操作のHEPが使用されているが、地震や津波による影響が考慮されなければならない。</p> <p>(対応方針)</p> <p>本評価で期待している運転員操作は全て中央制御室からの操作が可能であり、また複雑な操作が要求されないことから、内部事象PRAで用いている人的過誤確率が適用できると判断している。今後実施するPRAにおいて、現場操作や多数の操作が要求されるような人的過誤をモデル化する際には、地震や津波による影響を検討する。</p> <p>4. まとめ</p> <p>大飯3号炉及び4号炉の各PRAを対象としたピアレビューの結果、国内レビューアからの指摘事項は無かったが、推奨事項や文書化に対する指摘事項等が複数示され、安全審査の中で議論となったIS-LOCAの発生頻度に対するコメントも示された。これらのコメントに対しては、PRAの更なる品質向上に資するものと考えられることから、評価手法の見直しを含めて検討する。さらに、海外レビューアから受けたコメントについても、日米間の評価手法の違いはあるものの、反映することで、より品質の高いPRAとなり得る場合もあると考えられることから、コメントの<u>ないよう</u>を踏まえつつ、今後の対応を検討していく。</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>(例えば、部屋の加熱の計算)を示す必要がある。</p> <p>(対応方針)</p> <p>空調システムが喪失した場合に、部屋の温度が上昇し各機器が機能喪失する可能性については時間余裕の観点から低いものと考えているが、今回、対象外とした理由を文書化していないため、次回PRA時には文書化を実施する。なお、空調システムの喪失による緩和設備の機能喪失については室温評価を実施の上、フォールトツリー上でサポート系喪失として考慮している。</p> <p>⑥ 地震、津波PRAにおいて、内部事象PRAで使用された運転員操作のHEPが使用されているが、地震や津波による影響が考慮されなければならない。</p> <p>(対応方針)</p> <p>本評価で期待している運転員操作は全て中央制御室からの操作が可能であり、また複雑な操作が要求されないことから、内部事象PRAで用いている人的過誤確率が適用できると判断している。今後実施するPRAにおいて、現場操作や多数の操作が要求されるような人的過誤をモデル化する際には、地震や津波による影響を考慮する。</p> <p>4. まとめ</p> <p>女川2号炉の各PRAを対象としたピアレビューの結果、国内レビューアからの指摘事項は無かったが、推奨事項や文書化に対する指摘事項等が複数示された。これらのコメントに対しては、PRAの更なる品質向上に資するものと考えられることから、評価手法の見直しを含めて検討する。さらに、海外レビューアから受けたコメントについても、日米間の評価手法の違いはあるものの、反映することで、より品質の高いPRAとなり得る場合もあると考えられることから、コメントの内容を踏まえつつ、今後の対応を検討していく。</p>	<p>(例えば、部屋の加熱の計算)を示す必要がある。</p> <p>(対応方針)</p> <p>空調システムが喪失した場合に、部屋の温度が上昇し各機器が機能喪失する可能性については時間余裕の観点から低いものと考えているが、今回、対象外とした理由を文書化していないため、次回PRA時には文書化を実施する。なお、空調システムの喪失による緩和設備の機能喪失については室温評価を実施の上、フォールトツリー上でサポート系喪失として考慮している。</p> <p>⑥ 地震、津波PRAにおいて、内部事象PRAで使用された運転員操作のHEPが使用されているが、地震や津波による影響が考慮されなければならない。</p> <p>(対応方針)</p> <p>本評価で期待している運転員操作は全て中央制御室からの操作が可能であり、また複雑な操作が要求されないことから、内部事象PRAで用いている人的過誤確率が適用できると判断している。今後実施するPRAにおいて、現場操作や多数の操作が要求されるような人的過誤をモデル化する際には、地震や津波による影響を考慮する。</p> <p>4. まとめ</p> <p>泊3号炉の各PRAを対象としたピアレビューの結果、国内レビューアからの指摘事項は無かったが、推奨事項や文書化に対する指摘事項等が複数示され、安全審査の中で議論となったIS-LOCAの発生頻度に対するコメントも示された。これらのコメントに対しては、PRAの更なる品質向上に資するものと考えられることから、評価手法の見直しを含めて検討する。さらに、海外レビューアから受けたコメントについても、日米間の評価手法の違いがあるものの、反映することで、より品質の高いPRAとなり得る場合もあると考えられることから、コメントの内容を踏まえつつ、今後の対応を検討していく。</p>	<p>・遮断器室⇔開閉器室</p> <p>【大飯】 ■記載表現の相違 うえ⇔上</p> <p>【大飯】 ■記載表現の相違 全て⇔すべて (以下、相違理由説明を省略)</p> <p>【女川】 ■記載方針の相違 ・記載の充実(大飯と同様)</p>

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

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違説明																		
<p>表2 海外レビューの主なコメント及び対応方針</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>分類 No.</th> <th>コメント内容</th> <th>対応方針</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>運転時 レベル1</td> <td> <p>【LOCAの起因事象を事前評価】 PRAにおいては大破断LOCAの発生位置の特定が行われていないが、原子力規制委員会（NRI）のコメントの前提として、大破断LOCAの発生位置の特定は、非常炉内冷却システム（RCSS）配置とPWRに適合させる。他の配置として、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合も想定される。また、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>【AOPの適用の前提】 AOPの適用の前提として、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> </td> <td> <p>LOCA事象については、ベネチアンの評価では具体的な破壊箇所を特定することは困難だが、破断位置によるLOCAを考慮した上で、非常炉内冷却システム（RCSS）配置とPWRに適合させる。他の配置として、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合も想定される。また、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>この結果、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>LOCAの発生位置については、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> </td> </tr> </tbody> </table>	分類 No.	コメント内容	対応方針	運転時 レベル1	<p>【LOCAの起因事象を事前評価】 PRAにおいては大破断LOCAの発生位置の特定が行われていないが、原子力規制委員会（NRI）のコメントの前提として、大破断LOCAの発生位置の特定は、非常炉内冷却システム（RCSS）配置とPWRに適合させる。他の配置として、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合も想定される。また、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>【AOPの適用の前提】 AOPの適用の前提として、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p>	<p>LOCA事象については、ベネチアンの評価では具体的な破壊箇所を特定することは困難だが、破断位置によるLOCAを考慮した上で、非常炉内冷却システム（RCSS）配置とPWRに適合させる。他の配置として、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合も想定される。また、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>この結果、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>LOCAの発生位置については、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p>	<p>表2 海外レビューの主なコメント及び対応方針 (1/2)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>分類 No.</th> <th>コメント内容</th> <th>対応方針</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>運転時 レベル1</td> <td> <p>【LOCAの起因事象を事前評価】 PRAにおいては大破断LOCAの発生位置の特定が行われていないが、原子力規制委員会（NRI）のコメントの前提として、大破断LOCAの発生位置の特定は、非常炉内冷却システム（RCSS）配置とPWRに適合させる。他の配置として、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合も想定される。また、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>【AOPの適用の前提】 AOPの適用の前提として、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> </td> <td> <p>原子炉冷却炉（核燃料冷却器）の設計は、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> </td> </tr> </tbody> </table>	分類 No.	コメント内容	対応方針	運転時 レベル1	<p>【LOCAの起因事象を事前評価】 PRAにおいては大破断LOCAの発生位置の特定が行われていないが、原子力規制委員会（NRI）のコメントの前提として、大破断LOCAの発生位置の特定は、非常炉内冷却システム（RCSS）配置とPWRに適合させる。他の配置として、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合も想定される。また、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>【AOPの適用の前提】 AOPの適用の前提として、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p>	<p>原子炉冷却炉（核燃料冷却器）の設計は、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p>	<p>表2 海外レビューの主なコメント及び対応方針 (1/2)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>分類 No.</th> <th>コメント内容</th> <th>対応方針</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>運転時 レベル1</td> <td> <p>【LOCAの起因事象を事前評価】 PRAにおいては大破断LOCAの発生位置の特定が行われていないが、原子力規制委員会（NRI）のコメントの前提として、大破断LOCAの発生位置の特定は、非常炉内冷却システム（RCSS）配置とPWRに適合させる。他の配置として、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合も想定される。また、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>【AOPの適用の前提】 AOPの適用の前提として、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> </td> <td> <p>原子炉冷却炉（核燃料冷却器）の設計は、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> </td> </tr> </tbody> </table>	分類 No.	コメント内容	対応方針	運転時 レベル1	<p>【LOCAの起因事象を事前評価】 PRAにおいては大破断LOCAの発生位置の特定が行われていないが、原子力規制委員会（NRI）のコメントの前提として、大破断LOCAの発生位置の特定は、非常炉内冷却システム（RCSS）配置とPWRに適合させる。他の配置として、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合も想定される。また、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>【AOPの適用の前提】 AOPの適用の前提として、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p>	<p>原子炉冷却炉（核燃料冷却器）の設計は、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p>	<p>相違説明</p> <p>【女川】 ■個別評価による相違 ・コメントの内容が異なる</p> <p>【大飯】 ■記載方針の相違 ・女川実績の反映 ・泊はコメントを例示している</p>
分類 No.	コメント内容	対応方針																			
運転時 レベル1	<p>【LOCAの起因事象を事前評価】 PRAにおいては大破断LOCAの発生位置の特定が行われていないが、原子力規制委員会（NRI）のコメントの前提として、大破断LOCAの発生位置の特定は、非常炉内冷却システム（RCSS）配置とPWRに適合させる。他の配置として、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合も想定される。また、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>【AOPの適用の前提】 AOPの適用の前提として、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p>	<p>LOCA事象については、ベネチアンの評価では具体的な破壊箇所を特定することは困難だが、破断位置によるLOCAを考慮した上で、非常炉内冷却システム（RCSS）配置とPWRに適合させる。他の配置として、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合も想定される。また、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>この結果、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>LOCAの発生位置については、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p>																			
分類 No.	コメント内容	対応方針																			
運転時 レベル1	<p>【LOCAの起因事象を事前評価】 PRAにおいては大破断LOCAの発生位置の特定が行われていないが、原子力規制委員会（NRI）のコメントの前提として、大破断LOCAの発生位置の特定は、非常炉内冷却システム（RCSS）配置とPWRに適合させる。他の配置として、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合も想定される。また、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>【AOPの適用の前提】 AOPの適用の前提として、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p>	<p>原子炉冷却炉（核燃料冷却器）の設計は、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p>																			
分類 No.	コメント内容	対応方針																			
運転時 レベル1	<p>【LOCAの起因事象を事前評価】 PRAにおいては大破断LOCAの発生位置の特定が行われていないが、原子力規制委員会（NRI）のコメントの前提として、大破断LOCAの発生位置の特定は、非常炉内冷却システム（RCSS）配置とPWRに適合させる。他の配置として、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合も想定される。また、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>【AOPの適用の前提】 AOPの適用の前提として、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p>	<p>原子炉冷却炉（核燃料冷却器）の設計は、RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p> <p>RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。RCSSが炉心直下のPWRコアに設置される場合、RCSSの冷却能力が低下する可能性がある。</p>																			

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

大飯発電所3/4号炉		女川原子力発電所2号炉		泊発電所3号炉		相違説明																																										
		<p>表2 海外レビューの主なコメント及び対応方針</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>分類</th> <th>No.</th> <th>コメント内容</th> <th>対応方針</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">体系的レベル1</td> <td>5</td> <td>機組別に対する多岐のHEPは、この機組別固有の事故シナリオのみに限らず、LOEC、LOECの発生を抑制する目的で、一部の機組別の発生を抑制する。多岐な機組と類似したLOEC発生を抑制する運用目的のために、異なる機組を考慮すること。</td> <td>機組別固有の事故シナリオとして選定したコメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>【アラート固有シーケンスの活用】 HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。</td> <td>機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。</td> </tr> <tr> <td>7</td> <td>【アラート固有シーケンスの活用】 システム、トレンチや機器のアクティビティを代表するもの、システム、トレンチや機器に起因する（もしくは近い）アラートを有する。一部の機組別において、アラート固有シーケンスの活用を促進すること。</td> <td>機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">体系的レベル1.5</td> <td>6.1</td> <td>【重要原因のLOEC発生相違評価】 中心機組別を比較してより本格的に重要原因シナリオについては、機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。</td> <td>機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。</td> </tr> <tr> <td>8</td> <td>【重要原因のLOEC発生相違評価】 中心機組別を比較してより本格的に重要原因シナリオについては、機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。</td> <td>機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。</td> </tr> </tbody> </table>		分類	No.	コメント内容	対応方針	体系的レベル1	5	機組別に対する多岐のHEPは、この機組別固有の事故シナリオのみに限らず、LOEC、LOECの発生を抑制する目的で、一部の機組別の発生を抑制する。多岐な機組と類似したLOEC発生を抑制する運用目的のために、異なる機組を考慮すること。	機組別固有の事故シナリオとして選定したコメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。	6	【アラート固有シーケンスの活用】 HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。	機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。	7	【アラート固有シーケンスの活用】 システム、トレンチや機器のアクティビティを代表するもの、システム、トレンチや機器に起因する（もしくは近い）アラートを有する。一部の機組別において、アラート固有シーケンスの活用を促進すること。	機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。	体系的レベル1.5	6.1	【重要原因のLOEC発生相違評価】 中心機組別を比較してより本格的に重要原因シナリオについては、機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。	機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。	8	【重要原因のLOEC発生相違評価】 中心機組別を比較してより本格的に重要原因シナリオについては、機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。	機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。	<p>表2 海外レビューの主なコメント及び対応方針</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>分類</th> <th>No.</th> <th>コメント内容</th> <th>対応方針</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">体系的レベル1</td> <td>5</td> <td>機組別固有の事故シナリオは、この機組別固有の事故シナリオのみに限らず、LOEC、LOECの発生を抑制する目的で、一部の機組別の発生を抑制する。多岐な機組と類似したLOEC発生を抑制する運用目的のために、異なる機組を考慮すること。</td> <td>機組別固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>【アラート固有シーケンスの活用】 HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。</td> <td>機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。</td> </tr> <tr> <td>7</td> <td>【アラート固有シーケンスの活用】 システム、トレンチや機器のアクティビティを代表するもの、システム、トレンチや機器に起因する（もしくは近い）アラートを有する。一部の機組別において、アラート固有シーケンスの活用を促進すること。</td> <td>機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">体系的レベル1.5</td> <td>6.1</td> <td>【重要原因のLOEC発生相違評価】 中心機組別を比較してより本格的に重要原因シナリオについては、機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。</td> <td>機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。</td> </tr> <tr> <td>8</td> <td>【重要原因のLOEC発生相違評価】 中心機組別を比較してより本格的に重要原因シナリオについては、機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。</td> <td>機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。</td> </tr> </tbody> </table>		分類	No.	コメント内容	対応方針	体系的レベル1	5	機組別固有の事故シナリオは、この機組別固有の事故シナリオのみに限らず、LOEC、LOECの発生を抑制する目的で、一部の機組別の発生を抑制する。多岐な機組と類似したLOEC発生を抑制する運用目的のために、異なる機組を考慮すること。	機組別固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。	6	【アラート固有シーケンスの活用】 HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。	機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。	7	【アラート固有シーケンスの活用】 システム、トレンチや機器のアクティビティを代表するもの、システム、トレンチや機器に起因する（もしくは近い）アラートを有する。一部の機組別において、アラート固有シーケンスの活用を促進すること。	機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。	体系的レベル1.5	6.1	【重要原因のLOEC発生相違評価】 中心機組別を比較してより本格的に重要原因シナリオについては、機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。	機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。	8	【重要原因のLOEC発生相違評価】 中心機組別を比較してより本格的に重要原因シナリオについては、機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。	機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。	<p>赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）</p>
分類	No.	コメント内容	対応方針																																													
体系的レベル1	5	機組別に対する多岐のHEPは、この機組別固有の事故シナリオのみに限らず、LOEC、LOECの発生を抑制する目的で、一部の機組別の発生を抑制する。多岐な機組と類似したLOEC発生を抑制する運用目的のために、異なる機組を考慮すること。	機組別固有の事故シナリオとして選定したコメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。																																													
	6	【アラート固有シーケンスの活用】 HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。	機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。																																													
	7	【アラート固有シーケンスの活用】 システム、トレンチや機器のアクティビティを代表するもの、システム、トレンチや機器に起因する（もしくは近い）アラートを有する。一部の機組別において、アラート固有シーケンスの活用を促進すること。	機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。																																													
体系的レベル1.5	6.1	【重要原因のLOEC発生相違評価】 中心機組別を比較してより本格的に重要原因シナリオについては、機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。	機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。																																													
	8	【重要原因のLOEC発生相違評価】 中心機組別を比較してより本格的に重要原因シナリオについては、機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。	機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。																																													
分類	No.	コメント内容	対応方針																																													
体系的レベル1	5	機組別固有の事故シナリオは、この機組別固有の事故シナリオのみに限らず、LOEC、LOECの発生を抑制する目的で、一部の機組別の発生を抑制する。多岐な機組と類似したLOEC発生を抑制する運用目的のために、異なる機組を考慮すること。	機組別固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。																																													
	6	【アラート固有シーケンスの活用】 HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。	機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。																																													
	7	【アラート固有シーケンスの活用】 システム、トレンチや機器のアクティビティを代表するもの、システム、トレンチや機器に起因する（もしくは近い）アラートを有する。一部の機組別において、アラート固有シーケンスの活用を促進すること。	機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。																																													
体系的レベル1.5	6.1	【重要原因のLOEC発生相違評価】 中心機組別を比較してより本格的に重要原因シナリオについては、機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。	機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。																																													
	8	【重要原因のLOEC発生相違評価】 中心機組別を比較してより本格的に重要原因シナリオについては、機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。	機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。																																													
		<p>表2 海外レビューの主なコメント及び対応方針</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>分類</th> <th>No.</th> <th>コメント内容</th> <th>対応方針</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">体系的レベル1</td> <td>5</td> <td>機組別固有の事故シナリオは、この機組別固有の事故シナリオのみに限らず、LOEC、LOECの発生を抑制する目的で、一部の機組別の発生を抑制する。多岐な機組と類似したLOEC発生を抑制する運用目的のために、異なる機組を考慮すること。</td> <td>機組別固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>【アラート固有シーケンスの活用】 HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。</td> <td>機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。</td> </tr> <tr> <td>7</td> <td>【アラート固有シーケンスの活用】 システム、トレンチや機器のアクティビティを代表するもの、システム、トレンチや機器に起因する（もしくは近い）アラートを有する。一部の機組別において、アラート固有シーケンスの活用を促進すること。</td> <td>機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">体系的レベル1.5</td> <td>6.1</td> <td>【重要原因のLOEC発生相違評価】 中心機組別を比較してより本格的に重要原因シナリオについては、機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。</td> <td>機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。</td> </tr> <tr> <td>8</td> <td>【重要原因のLOEC発生相違評価】 中心機組別を比較してより本格的に重要原因シナリオについては、機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。</td> <td>機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。</td> </tr> </tbody> </table>		分類	No.	コメント内容	対応方針	体系的レベル1	5	機組別固有の事故シナリオは、この機組別固有の事故シナリオのみに限らず、LOEC、LOECの発生を抑制する目的で、一部の機組別の発生を抑制する。多岐な機組と類似したLOEC発生を抑制する運用目的のために、異なる機組を考慮すること。	機組別固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。	6	【アラート固有シーケンスの活用】 HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。	機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。	7	【アラート固有シーケンスの活用】 システム、トレンチや機器のアクティビティを代表するもの、システム、トレンチや機器に起因する（もしくは近い）アラートを有する。一部の機組別において、アラート固有シーケンスの活用を促進すること。	機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。	体系的レベル1.5	6.1	【重要原因のLOEC発生相違評価】 中心機組別を比較してより本格的に重要原因シナリオについては、機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。	機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。	8	【重要原因のLOEC発生相違評価】 中心機組別を比較してより本格的に重要原因シナリオについては、機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。	機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。	<p>赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違） 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違） 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）</p>																							
分類	No.	コメント内容	対応方針																																													
体系的レベル1	5	機組別固有の事故シナリオは、この機組別固有の事故シナリオのみに限らず、LOEC、LOECの発生を抑制する目的で、一部の機組別の発生を抑制する。多岐な機組と類似したLOEC発生を抑制する運用目的のために、異なる機組を考慮すること。	機組別固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。																																													
	6	【アラート固有シーケンスの活用】 HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。HEP発生、DR非起動、オフロード運転の発生は、超早期の発生を抑制すること。	機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。																																													
	7	【アラート固有シーケンスの活用】 システム、トレンチや機器のアクティビティを代表するもの、システム、トレンチや機器に起因する（もしくは近い）アラートを有する。一部の機組別において、アラート固有シーケンスの活用を促進すること。	機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。																																													
体系的レベル1.5	6.1	【重要原因のLOEC発生相違評価】 中心機組別を比較してより本格的に重要原因シナリオについては、機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。	機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。																																													
	8	【重要原因のLOEC発生相違評価】 中心機組別を比較してより本格的に重要原因シナリオについては、機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。機組別によるアラート固有の発生と、重要原因の発生を抑制すること。	機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。機組別の固有の事故シナリオとして選定し、コメントを改訂すること。																																													

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(はじめに)</p> <p>本書は、「実用発電用原子炉及びその付属設備の位置、構造及び設備に関する規則の解釈」（平成25年6月19日）(以下、「解釈」という。)第3章第37条に基づき、原子炉設置(変更)許可申請者が、確率論的リスク評価(以下、「PRA」という。)に関し、審査のための説明に際し、参照すべき事項を示すものである。なお、申請者は、本書の整理によらない構成で説明することもできるが、その際には本書の整理と異なる点について合理的とする理由についての説明とともに各項目に相当する内容について、申請者の説明責任として示す必要がある。</p> <p>1. 新規制基準適合性の審査において提示すべきPRAの実施内容に係る資料について</p> <p>新規制基準では、「解釈第3章第37条(重大事故等の拡大の防止等)「1-1(a)及び(b)」、「2-1(a)及び(b)」及び「4-1(a)及び(b)」における事故シークエンスグループ等の抽出においてPRAを活用することが規定されており、その実施状況を確認する必要があるため、原子炉設置(変更)許可申請者においては、審査の過程において事故シークエンスグループ等の抽出におけるPRAの実施状況を説明する必要がある。本解釈における(b)には、「①個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価(PRA)及び外部事象に関するPRA(適用可能なもの)又はそれに代わる方法で評価を実施すること。」とされており、外部事象に関しては、PRAの適用が可能なもの以外はそれに代わる方法について、評価条件や評価方法、評価のプロセスに関する説明(適切性の説明を含む)、評価の結果等評価結果を導くために必要と考えられる事項を整理し説明する必要がある。</p> <p>そのため、ここでは、日本原子力学会標準等を参考に基本的に想定されるPRAの実施内容を踏まえて、説明に最低限必要な項目を列記した。なお、説明に当たっては、実施したPRAの内容を踏まえてここに記載している項目に加えて説明すべき事項を抽出し、説明性の観点から再構成するなど、申請者の説明責任として自ら十分検討すべきことを付言する。</p>	<p>別紙14</p> <p>「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への大飯発電所3号炉及び4号炉PRAの対応状況</p> <p>今回事故シークエンスグループの抽出・選定を目的に実施したPRAについて、「PRAの説明における参照事項」との対応を逐条で確認した結果を次表に示す。</p> <p>従来より定期安全レビュー(PSR)等の機会に内部事象レベル1PRA(出力運転時、停止時)、レベル1.5PRAの評価を実施してきており、これらのPRA手法は今回も適用した。また、現段階で適用可能な外部事象として、日本原子力学会において実施基準が標準化され、試評価等の実績を有する地震レベル1PRA及び津波レベル1PRAを適用対象とし、建屋・構築物及び大型機器等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シークエンスグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。</p> <p>なお、PRAが適用可能でないと判断した外部事象については定性的な検討から分析を実施した。</p>	<p>別紙16</p> <p>「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への女川原子力発電所2号炉PRAの対応状況</p> <p>「別添 女川原子力発電所2号炉 確率論的リスク評価(PRA)について」における対応状況を以下に示し、その対応箇所の項目を()で記載する。</p> <p>従来から定期安全レビュー(PSR)等の機会に内部事象レベル1PRA(出力運転時、停止時)、レベル1.5PRAの評価を実施してきており、これらのPRA手法を今回も適用した。また、現段階で適用可能な外部事象として、日本原子力学会において実施基準が標準化され、試評価等の実績を有する地震レベル1PRA及び津波レベル1PRAを適用対象とし、建屋・構築物及び大型機器等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シークエンスグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。(2. 事故シークエンスグループ等の選定に係るPRAの実施範囲・評価対象・実施方法)</p> <p>なお、PRAが適用可能でないと判断した外部事象については定性的な検討から分析を実施した。(事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について 別紙1 有効性評価の事故シークエンスグループ等の選定に際しての外部事象の考慮について)</p>	<p>別紙16</p> <p>「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉PRAの対応状況</p> <p>「別添 泊発電所3号炉 確率論的リスク評価(PRA)について」における対応状況を以下に示し、その対応箇所の項目を()で記載する。</p> <p>従来から定期安全レビュー(PSR)等の機会に内部事象レベル1PRA(出力運転時、停止時)、レベル1.5PRAの評価を実施してきており、これらのPRA手法を今回も適用した。また、現段階で適用可能な外部事象として、日本原子力学会において実施基準が標準化され、試評価等の実績を有する地震レベル1PRA及び津波レベル1PRAを適用対象とし、建屋、構築物、大型機器等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シークエンスグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。(2. 事故シークエンスグループ等の選定に係るPRAの実施範囲・評価対象・実施方法)</p> <p>なお、PRAが適用可能でないと判断した外部事象については定性的な検討から分析を実施した。(事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について 別紙1 有効性評価の事故シークエンスグループ等の選定に際しての外部事象の考慮について)</p>	<p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■付番の相違 ・資料番号の相違 【女川】【大飯】 ■名称の相違 ・申請プラント名称 (以下、相違理由説明を省略) 【大飯】 ■記載表現の相違 ・女川に記載統一 (以下、相違理由説明を省略) 【女川】【大飯】 ■記載表現の相違 【大飯】 ■記載方針の相違 ・女川実績の反映 ・泊は対応する資料の名称をカッコ書きで明示 (以下、相違理由説明を省略)

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2. PRAの評価対象</p> <p>今回の原子炉等規制法改正後の初回設置（変更）許可時においては、これまでの許認可実績を踏まえて、規制上の担保が得られている対策を基にPRAを実施するものであり、PRAの前提となっている設備状況等についてまず整理する必要があり、評価対象を明示すること（例：下図の（B）までの設備について、既許可ECCSの機能を作動させるための手動起動措置を評価対象とすることはできるが、許認可実績を踏まえてそれぞれ個別の評価対象についての整理が必要。）。</p>	<p>今回実施するPRAの目的が重大事故対策設備の有効性評価を行う事故シークエンスグループ等の選定への活用にあることを考慮し、これまで整備してきたアクシデントマネジメント策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策などを含めず、設置許可取得済の設備の機能にのみ期待する仮想的なプラント状態を評価対象としてPRAモデルを構築した。</p> <p>※作動信号発信失敗時の手動信号、自動作動失敗時の手動作動など、設計基準設備の機能を作動させるためのバックアップ操作は期待</p>	<p>今回実施するPRAの目的が重大事故対策設備の有効性評価を行う事故シークエンスグループ等の選定への活用にあることを考慮し、これまで整備してきたアクシデントマネジメント策や緊急安全対策等を考慮しない仮想的なプラント状態を評価対象としてPRAモデルを構築した。</p> <p>また、地震及び津波のPRAについては、これまでに整備し今後整備していく設計基準対象施設を考慮する。（2. 事故シークエンスグループ等の選定に係るPRAの実施範囲・評価対象・実施方法）</p>	<p>今回実施するPRAの目的が重大事故対策設備の有効性評価を行う事故シークエンスグループ等の選定への活用にあることを考慮し、これまで整備してきたアクシデントマネジメント策や緊急安全対策等を考慮しない仮想的なプラント状態を評価対象としてPRAモデルを構築した。</p> <p>また、地震及び津波のPRAについては、これまでに整備し今後整備していく設計基準対象施設を考慮する。（2. 事故シークエンスグループ等の選定に係るPRAの実施範囲・評価対象・実施方法）</p>	<p>【大飯】 ■評価方針の相違 ・女川実績の反映 ・泊は再稼働までに整備する防潮堤等の設計基準対象施設を考慮した評価を実施</p>
<p>3. レベル1 PRA</p> <p>3. 1 内部事象</p> <p>a. 対象プラント</p> <p>①対象とするプラントの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 設計基準事故対処設備であり、重大事故等の対処に用いる設備（以下「対処設備」という。）等、PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 <p>②停止時のプラント状態の推移（停止時PRAのみ）</p> <p>③プラント状態分類（停止時PRAのみ）</p> <ul style="list-style-type: none"> ● プラント状態分類の考え方 ● プラント状態の分類結果 	<p>①PRAの中で考慮する設備を、プラント仕様や必要となる系統毎に整理した。</p> <p>②停止時PRAで記載</p> <p>③停止時PRAで記載</p>	<p>①PRAの中で考慮する設備を、プラント仕様や必要となる系統ごとに整理した。</p> <p>(3.1.1.a. 対象プラント)</p> <p>②停止時PRAで記載</p> <p>③停止時PRAで記載</p>	<p>①PRAの中で考慮する設備をプラント仕様や必要となる系統ごとに整理した。</p> <p>(3.1.1.a. 対象プラント)</p> <p>②停止時PRAで記載</p> <p>③停止時PRAで記載</p>	<p>【大飯】【女川】 ■記載表現の相違</p>
<p>b. 起回事象</p> <p>①評価対象とした起回事象のリスト、説明及び発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起回事象リスト、説明及び発生頻度 ● 起回事象の抽出の方法、グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法 ● 対象外とした起回事象と、対象外とした理由 	<ul style="list-style-type: none"> ● 通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷に波及する可能性がある事象を選定した。また、その事象の説明及び発生頻度を整理した。 ● PRAで考慮する起回事象を国内外の評価事例をもとに選定し、主にプラントの運転経験から得られた起回事象の発生件数と運転実績から発生頻度を求めた。グループ化に当たっては、事象シナリオの展開が類似しており、同一の緩和機能が必要とされるグループに分類した。 ● 発生の可能性が極めて低いか、または発生を仮定してもその影響が限定される起回事象は評価対象から対象外とした。 	<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷に波及する可能性がある事象を選定した。また、その事象の説明及び発生頻度を整理した。（3.1.1.b. 起回事象①(1) 起回事象の選定） ● PRAで考慮する起回事象を国内外の評価事例をもとに選定し、主にプラントの運転経験から得られた起回事象の発生件数と運転実績から発生頻度を求めた。グループ化に当たっては、事象シナリオの展開が類似しており、同一の緩和機能が必要とされるグループに分類した。（3.1.1.b. 起回事象①(4) 起回事象の発生頻度評価、(3) 起回事象のグループ化） ● 発生の可能性が極めて低いか又は発生を仮定してもその影響が限定される起回事象は除外した。（3.1.1.b. 起回事象①(2) 同定した起回事象の除外） 	<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷に波及する可能性がある事象を選定した。また、その事象の説明及び発生頻度を整理した。（3.1.1.b. 起回事象①(1) 起回事象の選定） ● PRAで考慮する起回事象を国内外の評価事例を基に選定し、主にプラントの運転経験から得られた起回事象の発生件数と運転実績から発生頻度を求めた。グループ化に当たっては、事象シナリオの展開が類似しており、同一の緩和機能が必要とされるグループに分類した。（3.1.1.b. 起回事象①(4) 起回事象の発生頻度評価、(3) 起回事象のグループ化） ● 発生の可能性が極めて低いか、又は発生を仮定してもその影響が限定される起回事象は除外した。（3.1.1.b. 起回事象①(2) 同定した起回事象の除外） 	<p>【大飯】【女川】 ■記載表現の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>c. 成功基準</p> <p>①成功基準の一覧表</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 炉心損傷の定義 <p>● 起回事象ごとの成功基準の一覧表</p> <p>● 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間</p> <p>● 成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性</p>	<p>●炉心損傷の定義をシナリオ（一般、CV内除熱シナリオ時、Non-LOCA時）ごとに整理し、成功基準を決定した。</p> <p>●成功基準の一覧表は起回事象ごとに整理した。</p> <p>●運転員操作を必要とする設備の余裕時間については診断余裕時間として評価、設定した。また、使命時間については喪失した設備の復旧や追加の運転員操作が期待でき、当該事故シークエンスに至る確率も小さいと判断し、一律24時間と設定した。</p> <p>●成功基準解析については過去に実施した解析結果を参照した。使用した解析コードについては過去の許認可で使用されたもの、または公開文献等で検証されていることを確認した。</p>	<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ●以下を満足できない場合、炉心損傷と判定した。 <ul style="list-style-type: none"> ・燃料被覆管の最高温度が1200℃以下であること ・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（3.1.1.c. 成功基準①(1)炉心損傷判定条件） <p>●成功基準の一覧表は起回事象ごとに整理した。（3.1.1.c. 成功基準①(2)起回事象ごとの成功基準）</p> <p>●運転員操作を必要とする設備の余裕時間について評価、設定した。また、使命時間については事故シナリオの特性及び緩和設備の能力に基づいて、プラントを安定な状態とすることが可能な時間として一律24時間と設定した。</p> <p>（3.1.1.c. 成功基準①(3)対処設備作動までの余裕時間及び使命時間）</p> <p>●成功基準解析については過去に実施した解析結果を参照した。使用した解析コードについては、原子炉施設の許認可審査で十分な実績を有しており、検証が行われていることを確認した。</p> <p>（3.1.1.c. 成功基準①(4)熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性）</p>	<p>①</p> <ul style="list-style-type: none"> ●炉心損傷の定義シナリオ（一般、CV内除熱シナリオ時、Non-LOCA時）ごとに整理し、成功基準を決定した。（3.1.1.c. 成功基準①(1)炉心損傷判定条件） <p>●成功基準の一覧表は起回事象ごとに整理した。（3.1.1.c. 成功基準①(2)起回事象ごとの成功基準）</p> <p>●運転員操作を必要とする設備の余裕時間について評価、設定した。また、使命時間については喪失した設備の復旧や追加の運転員操作が期待でき、当該事故シークエンスに至る確率も小さいと判断し、一律24時間と設定した。</p> <p>（3.1.1.c. 成功基準①(3)対処設備作動までの余裕時間及び使命時間）</p> <p>●成功基準解析については過去に実施した解析結果を参照した。使用した解析コードについては、原子炉施設の許認可審査で十分な実績を有しており、検証が行われていることを確認した。</p> <p>（3.1.1.c. 成功基準①(4)熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性）</p>	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価方針の相違 <ul style="list-style-type: none"> ・泊は一般的な炉心損傷条件（女川と同様）のほか、PWR特有の事故シナリオに関する成功基準を追加している。（大飯と同様） <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載方針の相違 <ul style="list-style-type: none"> ・記載の充実 ・使命時間は学会標準の観点を踏まえて24時間を設定しており、女川と評価方針の相違はない。（大飯と同様）
<p>d. 事故シークエンス</p> <p>①イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> ● イベントツリー図 ● ヘディング、事故進展及び最終状態の説明 ● イベントツリー作成上の主要な仮定 	<p>①各起回事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な安全機能及び安全機能を達成するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シークエンスをイベントツリーとして展開した。イベントツリー図の作成に当たって、以下を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・安全機能及び成功基準の同定に基づきイベントツリーのヘディングを設定 ・事故進展を整理し、最終状態を明確化 ・イベントツリー作成上の主要な仮定について明確化 	<p>①各起回事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シークエンスをイベントツリーとして展開した。イベントツリー図の作成に当たって、以下を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・安全機能及び成功基準の同定に基づきイベントツリーのヘディングを設定 ・事故進展を整理し、最終状態を明確化 ・イベントツリー作成上の主要な仮定について明確化 <p>（3.1.1.d. 事故シークエンス）</p>	<p>①各起回事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な安全機能及び安全機能を達成するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シークエンスをイベントツリーとして展開した。イベントツリー図の作成に当たって、以下を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・安全機能及び成功基準の同定に基づきイベントツリーのヘディングを設定 ・事故進展を整理し、最終状態を明確化 ・イベントツリー作成上の主要な仮定について明確化 <p>（3.1.1.d. 事故シークエンス）</p>	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載表現の相違 <ul style="list-style-type: none"> ・記載充実のため（大飯と同様）
<p>e. システム信頼性</p> <p>①評価対象としたシステムとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価対象システム一覧 ● システムの概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定 <p>②システム信頼性評価手法</p>	<p>①評価対象としたシステムについては一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。</p> <p>②システム信頼性解析ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について、フォールトツリーを作成し、信頼性を評価した。</p>	<p>①評価対象としたシステムについては一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。</p> <p>（3.1.1.e. システム信頼性①評価対象としたシステムとその説明）</p> <p>②システム信頼性解析ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について、フォールトツリーを作成し、信頼性を評価した。</p>	<p>①評価対象としたシステムについては一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。</p> <p>（3.1.1.e. システム信頼性①評価対象としたシステムとその説明）</p> <p>②システム信頼性解析ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について、フォールトツリーを作成し、信頼性を評価した。</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シナシグループ及び重要事故シナシ等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>③システム信頼性評価の結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起回事象ごとのシステム信頼性評価結果 ● 主要なミニマルカットセット (FTを用いた場合) <p>④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠</p>	<p>③システム信頼性解析の結果について、起回事象ごとに結果が異なるものは起回事象ごとに評価し、主要なミニマルカットセットの評価も実施した。</p> <p>④1次冷却材ポンプシール LOCA などシステム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度については、その根拠を明確にした。</p>	<p>(3.1.1.e. システム信頼性② システム信頼性評価手法)</p> <p>③システム信頼性解析の結果について、起回事象ごとに結果が異なるものは起回事象ごとに評価し、主要なミニマルカットセットの評価も実施した。</p> <p>(3.1.1.e. システム信頼性③ システム信頼性評価の結果)</p> <p>④制御棒挿入失敗確率, S/R 弁開放失敗確率, S/R 弁再閉失敗確率についてシステム信頼性評価を実施せずに非信頼度を設定しており、その根拠を明確にした。</p> <p>(3.1.1.e. システム信頼性④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠)</p>	<p>(3.1.1.e. システム信頼性② システム信頼性評価手法)</p> <p>③システム信頼性解析の結果について、起回事象ごとに結果が異なるものは起回事象ごとに評価し、主要なミニマルカットセットの評価も実施した。</p> <p>(3.1.1.e. システム信頼性③ システム信頼性評価の結果)</p> <p>④1次冷却材ポンプシール LOCA 発生確率についてシステム信頼性評価を実施せずに非信頼度を設定しており、その根拠を明確にした。</p> <p>(3.1.1.e. システム信頼性④ システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠)</p>	<p>【女川】</p> <p>■設計の相違 (大飯と同様)</p>
<p>f. 信頼性パラメータ</p> <p>①非信頼度を構成する要素と評価式</p> <p>②機器故障率パラメータの一覧</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 機器故障率パラメータの設定方法（機器の分類、機器の境界、故障モードの分類等） ● 機器故障率パラメータの一覧（故障モード、故障率等） ● 機器故障率パラメータの不確かさ幅 <p>③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率</p> <p>④待機除外確率</p>	<p>①非信頼度を構成する要素としては、機器故障率データ、共通要因故障パラメータ、試験による待機除外データ、保守による待機除外データ等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。</p> <p>②機器故障率パラメータについては主に NUCIA に従って、機器の分類、機器の境界、故障モードの分類を行った。</p> <p>③本評価では故障した機器の使命時間中の復旧は考慮していない。</p> <p>④待機除外確率は試験による待機除外、保守による待機除外を考慮しており、ともに供用可能時間と供用不能時間から確率を算出した。</p>	<p>①非信頼度を構成する要素としては、機器故障率データ、共通要因故障パラメータ、試験又は保守作業による待機除外確率等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。</p> <p>(3.1.1.f. 信頼性パラメータ ① 非信頼度を構成する要素と評価式)</p> <p>②機器故障率パラメータについては、原子力安全推進協会が管理している原子力施設情報公開ライブラリー-NUCIA に従い、機器の分類、機器の境界、故障モードの分類を行った。</p> <p>(3.1.1.f. 信頼性パラメータ ② 機器故障率パラメータの一覧)</p> <p>③本評価では外部電源の復旧に期待している。(3.1.1.f. 信頼性パラメータ ③ 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率)</p> <p>④待機除外確率は保守作業による待機除外を考慮しており、保守頻度と平均修復時間から確率を算出した。(3.1.1.f. 信頼性パラメータ ④ 待機除外確率)</p>	<p>①非信頼度を構成する要素としては、機器故障率データ、共通要因故障パラメータ、試験又は保守作業による待機除外確率等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。</p> <p>(3.1.1.f. 信頼性パラメータ ① 非信頼度を構成する要素と評価式)</p> <p>②機器故障率パラメータについては原子力安全推進協会が管理している原子力施設情報公開ライブラリー-NUCIA に従い、機器の分類、機器の境界、故障モードの分類を行った。</p> <p>(3.1.1.f. 信頼性パラメータ ② 機器故障率パラメータの一覧)</p> <p>③本評価では故障した機器の使命時間中の復旧は考慮していない。(3.1.1.f. 信頼性パラメータ ③ 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率)</p> <p>④待機除外確率は試験又は保守作業による待機除外を考慮しており、ともに供用可能時間と供用不能時間から確率を算出した。(3.1.1.f. 信頼性パラメータ ④ 待機除外確率)</p>	<p>【女川】</p> <p>■評価方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は軽微な不具合発生に伴う保守作業を主に考慮しているのに対し、泊は保安規定に定める LCO の逸脱時に要求される措置として実施する「保守作業」を考慮（「保守作業」は保安規定に記載の用語）（大飯と同様）（以下、相違理由説明を省略） <p>【女川】</p> <p>■評価方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は機器（外部電源を含む）の復旧を考慮していない。（大飯と同様） <p>【女川】</p> <p>■評価方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川は試験による待機除外確率は無視できるほど小さいと判断し、モデル化対象外としているが、泊はモデル化している。（大飯と同様） <p>【女川】</p> <p>■記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・共用可能時間と保守頻度は逆数の関係、供用不能時間と平均修復時間は同等の関係であり、評価方針に相違はない。（大飯と同様）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
⑤共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ	⑤共通要因故障の発生要因を分析し、考慮するものについてはMGLパラメータを使用した。	⑤共通要因故障の発生要因を分析し、考慮するものについてはMGLパラメータを使用した。 (3.1.1.f. 信頼性パラメータ ⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ)	⑤共通原因故障の発生要因を分析し、考慮するものについてはMGLパラメータを使用した。 (3.1.1.f. 信頼性パラメータ ⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ)	
g. 人的過誤 ①評価対象とした人的過誤及び評価結果 ● 人的過誤の評価に用いた手法 ● 人的過誤の分類、人的操作に対する許容時間、過誤回復の取扱い ● 人的過誤評価結果 ● 人的過誤評価用いた主要な仮定	①人的過誤ではTHERP手法を用いて人的過誤率を評価した。人的過誤は起因事象発生前と起因事象発生後で分類し、さらに起因事象発生前は復旧忘れ、起因事象発生後は診断失敗、操作失敗、読み取り失敗と分類した。診断失敗は許容時間から人的過誤率を評価した。 人的過誤評価結果については、事故前及び事故後で一覧表で整理した。 発電所の運用を、人的過誤評価の主要な仮定に反映した。	①人的過誤ではTHERP手法を用いて人的過誤率を評価した。人的過誤は起因事象発生前と起因事象発生後で分類し、さらに起因事象発生前は復旧忘れ、起因事象発生後は診断失敗、操作失敗と分類した。診断失敗は許容時間から人的過誤率を評価した。人的過誤評価結果については、事故前及び事故後で一覧表として整理した。 なお、発電所の運用を、人的過誤評価の主要な仮定に反映した。 (3.1.1.g. 人的過誤)	①人的過誤ではTHERP手法を用いて人的過誤率を評価した。人的過誤は起因事象発生前と起因事象発生後で分類し、さらに起因事象発生前は復旧忘れ、起因事象発生後は診断失敗、操作失敗、読み取り失敗と分類した。診断失敗は許容時間から人的過誤率を評価した。人的過誤評価結果については、事故前及び事故後で一覧表として整理した。 なお、発電所の運用を人的過誤評価の主要な仮定に反映した。 (3.1.1.g. 人的過誤)	【女川】 ■評価方針の相違 ・泊は運転手順書の「読み取り失敗」に係る人的過誤を考慮している。 (大飯と同様) 【大飯】【女川】 ■記載表現の相違
h. 炉心損傷頻度 ①炉心損傷頻度の算出に用いた方法 ②炉心損傷頻度 ● 全炉心損傷頻度及び主要な事故シークエンスと分析 ● 起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シークエンスと分析 ● プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シークエンスの分析 ③重要度解析、不確実さ解析及び感度解析	①フォールトツリー結合法を用いて評価を行っている。計算コードRiskSpectrumを用いてイベントツリー解析、フォールトツリー解析を行い、炉心損傷頻度の算出を行った。 ②全炉心損傷頻度、起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シークエンスを整理し、結果の分析を行った。プラント損傷状態別炉心損傷頻度はレベル1PRAでは不要であるが、レベル1.5PRAを実施するために算出した。(レベル1.5PRA資料に記載) ③PRA結果の活用目的である事故シークエンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確実さ解析を実施した。また、炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を実施した。さらに、対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定、データ等を選定し感度解析を実施した。	①フォールトツリー結合法を用いて評価を行っている。計算コードRiskSpectrum*PSAを用いてイベントツリー解析、フォールトツリー解析を行い、炉心損傷頻度の算出を行った。 (3.1.1.h. 炉心損傷頻度 ① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法) ②全炉心損傷頻度、起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シークエンスを整理し、結果の分析を行った。プラント損傷状態別炉心損傷頻度はレベル1PRAでは不要であるが、レベル1.5PRAを実施するために算出した。(レベル1.5PRA資料に記載) (3.1.1.h. 炉心損傷頻度② 炉心損傷頻度) ③炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で、重要度解析を実施した。また、PRA結果の活用目的である事故シークエンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確実さ解析を実施した。なお、対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定、データ等を選定し感度解析を実施した。(3.1.1.h. 炉心損傷頻度③ 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析)	①フォールトツリー結合法を用いて評価を行っている。計算コードRiskSpectrum*PSAを用いてイベントツリー解析、フォールトツリー解析を行い、炉心損傷頻度の算出を行った。 (3.1.1.h. 炉心損傷頻度 ① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法) ②全炉心損傷頻度、起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シークエンスを整理し、結果の分析を行った。プラント損傷状態別炉心損傷頻度はレベル1PRAでは不要であるが、レベル1.5PRAを実施するために算出した。(レベル1.5PRA資料に記載) (3.1.1.h. 炉心損傷頻度② 炉心損傷頻度) ③炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を実施した。また、PRA結果の活用目的である事故シークエンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確実さ解析を実施した。なお、対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定、データ等を選定し感度解析を実施した。(3.1.1.h. 炉心損傷頻度③ 重要度解析、不確実さ解析及び感度解析)	【女川】 ■記載表現の相違 ・記載の適正化(大飯と同様)

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3. レベル1 PRA</p> <p>3. 1 内部事象（停止時）</p> <p>a. 対象プラント</p> <p>①対象とするプラントの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 設計基準事故対処設備であり、重大事故等の対処に用いる設備（以下「対処設備」という。）等、PRAの中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 <p>②停止時のプラント状態の推移（停止時PRAのみ）</p> <p>③プラント状態分類（停止時PRAのみ）</p> <ul style="list-style-type: none"> ● プラント状態分類の考え方 ● プラント状態の分類結果 	<p>①PRAの中で考慮する設備を、プラント仕様や必要となる系統毎に整理した。</p> <p>②停止時のプラント状態の推移を図に整理した。</p> <p>③原子炉冷却材のインベントリ（水位、温度、圧力などのプラントパラメータの類似性、保守点検状況に応じた緩和設備の使用可能性、起回事象、成功基準、時間余裕に関する類似性の観点から、評価対象期間を15のPOS(Plant Operational State)に分類し、POS4,5,9,10,12を評価対象とした。</p>	<p>①PRAの中で考慮する設備を、プラント仕様や必要となる系統ごとに整理した。(3.1.2.a. 対象プラント ①対象とするプラントの説明)</p> <p>②停止時のプラント状態の推移を図に整理した。(3.1.2.a. 対象プラント ②停止時のプラント状態の推移)</p> <p>③原子炉冷却材のインベントリ（水位、温度、圧力などのプラントパラメータの類似性、保守点検状況に応じた緩和設備の使用可能性、起回事象、成功基準、余裕時間に関する類似性の観点から、分類を行った。(3.1.2.a. 対象プラント ③プラント状態分類)</p>	<p>①PRAの中で考慮する設備をプラント仕様や必要となる系統ごとに整理した。(3.1.2.a. 対象プラント ①対象とするプラントの説明)</p> <p>②停止時のプラント状態の推移を図に整理した。(3.1.2.a. 対象プラント ②停止時のプラント状態の推移)</p> <p>③原子炉冷却材のインベントリ（水位、温度、圧力などのプラントパラメータの類似性、保守点検状況に応じた緩和設備の使用可能性、起回事象、成功基準、時間余裕に関する類似性の観点から、評価対象期間を15のプラント状態分類（POS:Plant Operational State）に分類し、POS4,5,9,10,12を評価対象とした。(3.1.2.a. 対象プラント ③プラント状態分類)</p>	<p>【大飯】【女川】 ■記載表現の相違</p> <p>【大飯】【女川】 ■記載表現の相違</p> <p>【女川】 ■記載方針の相違 ・記載充実のため（大飯と同様）</p>
<p>b. 起回事象</p> <p>①評価対象とした起回事象のリスト、説明及び発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起回事象リスト、説明及び発生頻度 <p>● 起回事象の抽出の方法、グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法</p> <p>● 対象外とした起回事象と、対象外とした理由</p>	<p>● 炉心損傷に波及する可能性がある事象を選定した。また、その事象の説明及び発生頻度を整理した。</p> <p>● PRAで考慮する起回事象をPOS 毎に同定した。網羅的に同定するため以下の手法により体系的に分析・抽出した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子力施設運転管理年報等による国内プラントのトラブル事例のレビュー ・マスターロジックダイアグラムに基づく分析 ・既往のPRA等による、国内外における起回事象に関する評価事例の分析 <p>● 発生の可能性が極めて低いか、または発生を仮定してもその影響が限定される起回事象は評価対象外とした。</p>	<p>①</p> <p>● 通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷に波及する可能性がある事象を選定した。また、その事象の説明及び発生頻度を整理した。(3.1.2.b. 起回事象 ①(1)起回事象の選定、(4)起回事象の発生頻度評価)</p> <p>● PRAで考慮する起回事象をプラント状態分類（POS）毎に同定した。網羅的に同定するため以下の手法により体系的に分析・抽出した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子力施設運転管理年報等による国内プラントのトラブル事例のレビュー ・マスターロジックダイアグラムに基づく分析 ・既往のPRA等による、国内外における起回事象に関する評価事例の分析 <p>(3.1.2.b. 起回事象 ①(3)起回事象のグループ化、(4)起回事象の発生頻度評価)</p> <p>● 発生の可能性が極めて低いか又は発生を仮定してもその影響が限定される起回事象は評価対象外とした。(3.1.2.b. 起回事象 ①(2)同定した起回事象の除外)</p>	<p>①</p> <p>● 通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷に波及する可能性がある事象を選定した。また、その事象の説明及び発生頻度を整理した。(3.1.2.b. 起回事象 ①(1)起回事象の選定、(4)起回事象の発生頻度評価)</p> <p>● PRAで考慮する起回事象をPOS ごとに同定した。網羅的に同定するため以下の手法により体系的に分析・抽出した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子力施設運転管理年報等による国内プラントのトラブル事例のレビュー ・マスターロジックダイアグラムに基づく分析 ・既往のPRA等による、国内外における起回事象に関する評価事例の分析 <p>(3.1.2.b. 起回事象 ①(3)起回事象のグループ化、(4)起回事象の発生頻度評価)</p> <p>● 発生の可能性が極めて低いか又は発生を仮定してもその影響が限定される起回事象は評価対象外とした。(3.1.2.b. 起回事象 ①(2)同定した起回事象の除外)</p>	<p>【女川】 ■記載表現の相違 ・3.1.a.③で読み替えている（大飯と同様）</p>
<p>c. 成功基準</p> <p>①成功基準の一覧表</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 炉心損傷の定義 <p>● 起回事象ごとの成功基準の一覧表</p>	<p>● 炉心損傷を有効燃料長頂部が露出した状態、又は、ほう素希釈時に未臨界を維持できない状態（未臨界維持機能喪失時）として定義した。</p> <p>● 安全機能として期待できるか否かの判断基準として、除熱機能の観点から起回事象毎に一覧表として整理した。</p>	<p>①</p> <p>● 「有効燃料長頂部が露出した状態。」と設定した。(3.1.2.c. 成功基準 ①(1) 炉心損傷判定条件)</p> <p>● 注水機能及び除熱機能の観点から、成功基準の一覧表を起回事象ごとに整理した。</p>	<p>①</p> <p>● 炉心損傷を有効燃料長頂部が露出した状態、又は、ほう素希釈時に未臨界を維持できない状態（未臨界維持機能喪失時）として定義した。(3.1.2.c. 成功基準 ①(1) 損傷判定条件)</p> <p>● 注水機能及び除熱機能の観点から、成功基準の一覧表を起回事象ごとに整理した。</p>	<p>【女川】 ■評価方針の相違 ・泊はPWR特有のシナリオ（希釈時未臨界維持失敗）に関する成功基準を追加している。（大飯と同様）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>● 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間</p> <p>● 成功基準設定のために熱水力学解析等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性</p>	<p>●運転員操作を必要とする設備の余裕時間については診断余裕時間として評価、設定した。また、使命時間については、事故後24時間まで安定冷却が可能であれば、喪失した設備の復旧や追加の運転員操作に期待できると判断し、使命時間を「24時間」と設定した。</p> <p>●成功基準設定のために熱水力学解析を実施していない。</p>	<p>(3.1.2.c. 成功基準 ①(2)起因事象ごとの成功基準)</p> <p>●運転員操作を必要とする設備の時間余裕について評価、設定した。また、事故シナリオの特性及び緩和設備の能力に基づいて、プラントを安定な状態とすることが可能な時間として使命時間を24時間と設定した。(3.1.2.c. 成功基準 ①(3)対処設備作動までの余裕時間及び使命時間)</p> <p>●成功基準設定のために熱水力学解析を実施していない。(3.1.2.c. 成功基準 ①(4)熱水力学解析等の解析結果、及び解析コードの検証性)</p>	<p>(3.1.2.c. 成功基準 ①(2)起因事象ごとの成功基準)</p> <p>●運転員操作を必要とする設備の時間余裕について評価、設定した。また、使命時間については、事故後24時間まで安定冷却が可能であれば、喪失した設備の復旧や追加の運転員操作が期待できると判断し、使命時間を24時間と設定した。(3.1.2.c. 成功基準 ①(3)対処設備作動までの余裕時間及び使命時間)</p> <p>●成功基準設定のために熱水力学解析を実施していない。(3.1.2.c. 成功基準 ①(4)熱水力学解析等の解析結果、及び解析コードの検証性)</p>	<p>【女川】</p> <p>■記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載の充実 ・使命時間は学会標準の観点を踏まえて24時間を設定しており、女川と評価方針の相違はない。(大飯と同様)
<p>d. 事故シークエンス</p> <p>①イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> ● イベントツリー図 ● ヘディング、事故進展及び最終状態の説明 ● イベントツリー作成上の主要な仮定 	<p>①各起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な安全機能及び安全機能を達成するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シークエンスをイベントツリーとして展開した。イベントツリー図の作成に当たって、以下を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・安全機能及び成功基準の同定に基づきイベントツリーのヘディングを設定 ・事故進展を整理し、最終状態を明確化 ・イベントツリー作成上の仮定について明確化 	<p>①各起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シークエンスをイベントツリーとして展開した。</p> <p>イベントツリー図の作成に当たって、以下を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・安全機能及び成功基準の同定に基づきイベントツリーのヘディングを設定 ・事故進展を整理し、最終状態を明確化 ・イベントツリー作成上の主要な仮定について明確化 <p>(3.1.2.d. 事故シークエンス)</p>	<p>①各起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な安全機能及び安全機能を達成するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シークエンスをイベントツリーとして展開した。</p> <p>イベントツリー図の作成に当たって、以下を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・安全機能及び成功基準の同定に基づきイベントツリーのヘディングを設定 ・事故進展を整理し、最終状態を明確化 ・イベントツリー作成上の主要な仮定について明確化 <p>(3.1.2.d. 事故シークエンス)</p>	<p>【女川】</p> <p>■記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載充実のため(大飯と同様)
<p>e. システム信頼性</p> <p>①評価対象としたシステムとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価対象システム一覧 ● システムの概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定 <p>②システム信頼性評価手法</p> <p>③システム信頼性評価の結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ● 主要なミニマルカットセット (PTを用いた場合) <p>④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠</p>	<p>①評価対象としたシステムについては一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。</p> <p>②システム信頼性解析ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について、フォールトツリーを作成し、信頼性を評価した。</p> <p>③システム信頼性解析の結果について、起因事象ごとに結果が異なるものは起因事象ごとに評価し、主要なミニマルカットセットの評価も実施した。</p> <p>④システム信頼性評価をせずに設定した非信頼度はない。</p>	<p>①評価対象としたシステムについては一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。(3.1.2.e. システム信頼性 ①評価対象としたシステムとその説明)</p> <p>②システム信頼性解析ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について、フォールトツリーを作成し、信頼性を評価した。(3.1.2.e. システム信頼性 ②システム信頼性評価手法)</p> <p>③システム信頼性解析の結果について、起因事象ごとに結果が異なるものは起因事象ごとに評価し、主要なミニマルカットセットの評価も実施した。(3.1.2.e. システム信頼性 ③システム信頼性評価の結果)</p> <p>④システム信頼性評価をせずに設定した非信頼度はない。(3.1.2.e. システム信頼性 ④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠)</p>	<p>①評価対象としたシステムについては一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。(3.1.2.e. システム信頼性 ①評価対象としたシステムとその説明)</p> <p>②システム信頼性解析ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について、フォールトツリーを作成し、信頼性を評価した。(3.1.2.e. システム信頼性 ②システム信頼性評価手法)</p> <p>③システム信頼性解析の結果について、起因事象ごとに結果が異なるものは起因事象ごとに評価し、主要なミニマルカットセットの評価も実施した。(3.1.2.e. システム信頼性 ③システム信頼性評価の結果)</p> <p>④システム信頼性評価をせずに設定した非信頼度はない。(3.1.2.e. システム信頼性 ④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠)</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シナシスグループ及び重要事故シナシス等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>f. 信頼性パラメータ</p> <p>①非信頼度を構成する要素と評価式</p> <p>②機器故障率パラメータの一覧</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 機器故障率パラメータの設定方法（機器の分類、機器の境界、故障モードの分類等） ● 機器故障率パラメータの一覧（故障モード、故障率等） ● 機器故障率パラメータの不確かさ幅 <p>③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率</p> <p>④待機除外確率</p> <p>⑤共通要因故障の評価方法及び共通要因故障パラメータ</p>	<p>①非信頼度を構成する要素としては、機器故障率データ、共通原因故障パラメータ等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。</p> <p>②機器故障率パラメータについては主にNUCIAに従って、機器の分類、機器の境界、故障モードの分類を行った。</p> <p>③本評価では故障した機器の使命時間中の復帰は考慮していない。</p> <p>④定期検査期間中には、出力運転中と異なり、検査・保守を実施するために系統や機器を待機除外とする期間がある。この期間は定期検査によって変わり得るが、本評価では保安規定で定める運転上の制限を考慮し、設備の冗長性が最も小さくなる状態を仮定して、保守的に各POSに対する待機状態を設定した。</p> <p>⑤共通原因故障の発生要因を分析し、考慮するものについてはMGLパラメータを使用した。</p>	<p>①非信頼度を構成する要素としては、機器故障率データ、共通要因故障パラメータ、試験又は保守作業による待機除外確率等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。</p> <p>(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ①非信頼度を構成する要素と評価式)</p> <p>②機器故障率パラメータについては、原子力安全推進協会が管理している原子力施設情報公開ライブラリーNUCIAに従い、機器の分類、機器の境界、故障モードの分類を行った。</p> <p>(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ②機器故障率パラメータの一覧)</p> <p>③本評価では外部電源の復帰に期待している。(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率)</p> <p>④定期検査期間中には、出力運転中と異なり、検査・保守を実施するために系統や機器を待機除外とする期間がある。系統や機器の待機除外状態は、POSの中で直接考慮した。</p> <p>(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ④待機除外確率)</p> <p>⑤共通原因故障の発生要因を分析し、考慮するものについてはMGLパラメータを使用した。</p> <p>(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ⑤共通要因故障の評価方法及び共通要因故障パラメータ)</p>	<p>①非信頼度を構成する要素としては、機器故障率データ、共通要因故障パラメータ、試験又は保守作業による待機除外確率等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。</p> <p>(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ①非信頼度を構成する要素と評価式)</p> <p>②機器故障率パラメータについては、原子力安全推進協会が管理している原子力施設情報公開ライブラリーNUCIAに従い、機器の分類、機器の境界、故障モードの分類を行った。</p> <p>(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ②機器故障率パラメータの一覧)</p> <p>③本評価では故障した機器の使命時間中の復帰は考慮していない。(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率)</p> <p>④定期事業者検査期間中には、出力運転中と異なり、検査・保守を実施するために系統や機器を待機除外とする期間がある。この期間は定期事業者検査によって変わり得るが、本評価では保安規定で定める運転上の制限を考慮し、設備の冗長性が最も小さくなる状態を仮定して、保守的に各POSに対する待機状態を設定した。(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ④待機除外確率)</p> <p>⑤共通原因故障の発生要因を分析し、考慮するものについてはMGLパラメータを使用した。</p> <p>(3.1.2.f. 信頼性パラメータ ⑤共通要因故障の評価方法及び共通要因故障パラメータ)</p>	<p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載表現の相違 ・女川に記載統一 ・大飯は「等」の中に試験又は保守作業による待機除外確率を含んでおり、評価方針の相違はない。 <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価方針の相違 ・泊は機器（外部電源を含む）の復帰を考慮していない。（大飯と同様） <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載方針の相違 ・記載充実のため（大飯と同様）
<p>g. 人的過誤</p> <p>①評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 人的過誤の評価に用いた手法 ● 人的過誤の分類、人的操作に対する許容時間、過誤回復の取扱い ● 人的過誤評価結果 ● 人的過誤評価に用いた主要な仮定 	<p>①人的過誤ではTHERP手法を用いて人的過誤率を評価した。人的過誤は起回事象発生前と起回事象発生後で分類し、さらに起回事象発生前は復旧忘れ、起回事象発生後は診断失敗、操作失敗、読み取り失敗と分類した。診断失敗は許容時間から人的過誤率を評価した。</p> <p>人的過誤評価結果については、一覧表で整理した。</p> <p>発電所の運用を、人的過誤評価の主要な仮定に反映した。</p>	<p>①人的過誤ではTHERP手法を用いて人的過誤率を評価した。人的過誤は起回事象発生前と起回事象発生後で分類し、さらに起回事象発生前は復旧忘れ、起回事象発生後は診断失敗、操作失敗と分類した。診断失敗は許容時間から人的過誤率を評価した。</p> <p>人的過誤評価結果については、事故前及び事故後で一覧表として整理した。</p> <p>なお、発電所の運用を、人的過誤評価の主要な仮定に反映した。</p> <p>(3.1.2.g. 人的過誤)</p>	<p>①人的過誤ではTHERP手法を用いて人的過誤率を評価した。人的過誤は起回事象発生前と起回事象発生後で分類し、さらに起回事象発生前は復旧忘れ、起回事象発生後は診断失敗、操作失敗、読み取り失敗と分類した。診断失敗は許容時間から人的過誤率を評価した。</p> <p>人的過誤評価結果については、事故前及び事故後で一覧表として整理した。</p> <p>なお、発電所の運用を人的過誤評価の主要な仮定に反映した。</p> <p>(3.1.2.g. 人的過誤)</p>	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価方針の相違 ・泊は運転手順書の「読み取り失敗」に係る人的過誤を考慮している。（大飯と同様） <p>【大飯】【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載表現の相違

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>h. 炉心損傷頻度</p> <p>①炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>②炉心損傷頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 全炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ● 起回事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスと分析 ● プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスの分析 <p>③重要度解析、不確実さ解析及び感度解析</p>	<p>イベントツリー結合法を用いて評価を行っている。計算コード Riskman を用いてイベントツリー解析、フォールトツリー解析を行い、炉心損傷頻度の算出を行った。</p> <p>②全炉心損傷頻度、起回事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスを整理し、結果の分析を行った。プラント損傷状態別炉心損傷頻度はレベル1PRA では不要であるため、評価を省略した。</p> <p>③PRA 結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確実さ解析を実施した。また、炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を実施した。さらに、対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定、データ等を選定し感度解析を実施した。</p>	<p>①フォールトツリー結合法を用いて評価を行っている。計算コード RiskSpectrum*PSA を用いてイベントツリー解析、フォールトツリー解析を行い、炉心損傷頻度の算出を行った。 (3.1.2.h. 炉心損傷頻度 ①炉心損傷頻度の算出に用いた方法)</p> <p>②全炉心損傷頻度、起回事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスを整理し、結果の分析を行った。プラント損傷状態別炉心損傷頻度はレベル1PRA では不要なため、評価を省略した。 (3.1.2.h. 炉心損傷頻度 ②炉心損傷頻度)</p> <p>③炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で、重要度解析を実施した。また、PRA 結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確実さ解析を実施した。なお、対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定、データ等を選定し感度解析を実施した。 (3.1.2.h. 炉心損傷頻度③重要度解析、不確実さ解析及び感度解析)</p>	<p>①フォールトツリー結合法を用いて評価を行っている。計算コード RiskSpectrum*PSA を用いて、イベントツリー解析、フォールトツリー解析を行い、炉心損傷頻度の算出を行った。 (3.1.2.h. 炉心損傷頻度 ①炉心損傷頻度の算出に用いた方法)</p> <p>②全炉心損傷頻度、起回事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シーケンスを整理し、結果の分析を行った。プラント損傷状態別炉心損傷頻度はレベル1PRA では不要なため、評価を省略した。 (3.1.2.h. 炉心損傷頻度 ②炉心損傷頻度)</p> <p>③炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を実施した。また、PRA 結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確実さ解析を実施した。なお、対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定、データ等を選定し感度解析を実施した。 (3.1.2.h. 炉心損傷頻度③重要度解析、不確実さ解析及び感度解析)</p>	<p>【大飯】</p> <p>■評価方針の相違</p> <p>・使用する計算コードは異なるが、イベントツリー解析及びフォールトツリー解析によって炉心損傷頻度の算出を行う評価プロセスに相違はない。</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シナシナグループ及び重要事故シナシナ等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3. 2 外部事象（地震）</p> <p>a. 対象プラントと事故シナリオ</p> <p>①対象とするプラントの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 地震 PRA の中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 ● ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 <p>②地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ● 事故シナリオと起回事象の分析結果 ● 機器リストの作成結果 	<p>①プラント構成・特性に関する内部事象出力時レベル1PRAで収集した設計情報に加え、地震レベル1PRAを実施するために、耐震性や機器配置など、地震固有の観点で必要な情報を収集・分析した。</p> <p>また、机上検討では確認が難しいプラント情報を取得するため、及び、検討したシナリオの妥当性確認のため、当該プラントにおける地震プラントウォークダウンを実施し、地震PRAの観点で重要な機器を対象に、主に以下の観点について問題ないことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・耐震安全性の確認 ・二次的影響の確認 ・必要に応じた地震後のアクセス性の確認 <p>②地震の事故シナリオとして想定されるものを挙げ、スクリーニングするものについてはその内容を明記した。明確になった地震事故シナリオにより誘発される起回事象の分析を実施し、以下の起回事象を選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器バイパス ・大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA) ・原子炉建屋損傷 ・原子炉格納容器損傷 ・制御建屋損傷 ・原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA ・1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失 ・複数の信号系損傷 ・燃料集合体及び制御棒クラスタ損傷による原子炉停止機能喪失 ・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA (極小LOCAを含む) ・2次冷却系の破断 ・主給水流量喪失 ・外部電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失 	<p>① 内部事象運転時レベル1PRAにおいて収集したプラント構成・特性等に関する情報の他、配置関連設計図書等により地震レベル1PRAに必要な情報を収集・整理した。また、机上検討では確認が難しいプラント情報を取得するため、及び検討したシナリオの妥当性確認のために、女川原子力発電所2号炉においてプラントウォークダウンを実施し、以下の点について問題がないことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・耐震安全性の確認 ・二次的影響の確認 <p>(3.2.1.a. 対象プラントと事故シナリオ ①対象とするプラントの説明)</p> <p>② 地震により炉心損傷に至る事故シナリオを抽出し、スクリーニングで除外するシナリオについてはその内容を明記した。除外されずに残った事故シナリオを分析し、以下の起回事象を選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器バイパス ・ECCS 容量を超える原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失 (E-LOCA) ・原子炉建屋損傷 ・格納容器損傷 ・制御建屋損傷 ・計測・制御系喪失 ・外部電源喪失 ・压力容器損傷 ・直流電源喪失 ・交流電源・原子炉補機冷却系喪失 	<p>① 内部事象運転時レベル1PRAにおいて収集したプラント構成・特性等に関する情報の他、配置関連設計図書等により地震レベル1PRAに必要な情報を収集・整理した。また、机上検討では確認が難しいプラント情報を取得するため、及び検討したシナリオの妥当性確認のために、泊発電所3号炉においてプラントウォークダウンを実施し、以下の点について問題がないことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・耐震安全性の確認 ・二次的影響の確認 ・必要に応じた地震後のアクセス性の確認 <p>(3.2.1.a. 対象プラントと事故シナリオ ①対象とするプラントの説明)</p> <p>② 地震により炉心損傷に至る事故シナリオを抽出し、スクリーニングで除外するシナリオについてはその内容を明記した。除外されずに残った事故シナリオを分析し、以下の起回事象を選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器バイパス ・大破断LOCAを上回る規模のLOCA (Excess LOCA) ・原子炉建屋損傷 ・原子炉格納容器損傷 ・原子炉補助建屋損傷 ・電動弁損傷による原子炉補機冷却機能喪失 ・1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失 ・複数の信号系損傷 ・燃料集合体及び制御棒クラスタ損傷による原子炉停止機能喪失 ・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA (極小LOCAを含む) ・2次冷却系の破断 ・主給水流量喪失 ・外部電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失 	<p>【大飯】 ■記載表現の相違 ・女川に記載統一 (以下、相違理由説明を省略)</p> <p>【女川】 ■評価方針の相違 ・泊は地震後の操作を考慮する機器についてアクセス性を確認している。(大飯と同様)</p> <p>【女川】 ■炉型の相違 ・炉型が異なり、抽出される起回事象が異なるため、大飯と比較する。(着色せず)</p> <p>【女川】 ・泊の構成に合わせて女川の起回事象の記載順序を入れ替えている</p> <p>【大飯】 ■名称の相違 ・制御建屋損傷⇔原子炉補助建屋損傷 ・原子炉補機冷却機能喪失+RCP シール LOCA⇔電動弁損傷による原子炉補機冷却機能喪失 (泊は別添の記載に統一) (以下、相違理由説明を省略)</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> 追而【地震PRA、津波PRAの最終評価結果を反映】 </div>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シナエクスグループ及び重要事故シナエクス等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	また、以上の事項を活用し、地震による機器ごとの損傷モード（構造損傷・機能損傷）によるプラントへの影響を整理し、対象となる建屋・機器リストを作成した。	地震レベル1PRAの評価対象設備を以下のように分類し、建屋・機器リストを作成した。 ・起因事象を引き起こす設備 ・起因事象を緩和する設備 (3.2.1.a. 対象プラントと事故シナリオ ②地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析)	地震レベル1PRAの評価対象設備を以下のように分類し、建屋・機器リストを作成した。 ・起因事象を引き起こす設備 ・起因事象を緩和する設備 (3.2.1.a. 対象プラントと事故シナリオ ②地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析)	追而【地震PRA、津波PRAの最終評価結果を反映】
b. 地震ハザード ①地震ハザード評価の方法 ● 新規基準（地震）にて策定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード評価に用いた手法の説明 ②地震ハザード評価に当たっての主要な仮定 ● 震源モデル、地震動伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確かさ要因の分析結果の説明 ● 不確かさ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明 ③地震ハザード評価結果 ● 作成したロジックツリーを用いた地震ハザード曲線群の算出と、各ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明 ● 地震ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用地震動の作成方法の説明	①「原子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価実施基準：2007（日本原子力学会）」（以下、「地震PSA学会標準」という。）の方法に基づき評価した。 ②特定震源モデルに基づく評価のうち、主要活断層震源モデルとして、敷地に影響を及ぼすと考えられる活断層として、敷地周辺の地質調査結果等に基づいて設定された活断層をモデル化した。また、その他の活断層震源モデルとして、主要活断層震源モデル以外の活断層を対象に、基本的にサイトから100km以内にある「新編 日本の活断層」に掲載されている確実度Ⅰ及びⅡの活断層をモデル化した。 領域震源モデルについては、萩原（1991）及び垣見・他（2003）の領域区分に基づき、各領域の最大マグニチュードは領域内の過去の地震の最大値をもとに設定した。 地震動伝播モデルとしてはNoda et al.（2002）による距離減衰式を用いた。また、ロジックツリーにおいて内陸補正の有無を考慮した。 ③上記により平均地震ハザード曲線及びフラクタル地震ハザード曲線を作成した。また、基準地震動の応答スペクトルと年超過確率毎の1様ハザードスペクトルを比較した。 年超過確率 10^{-4} の1様ハザードスペクトルに適合する模擬波は、経時特性を基準地震動の策定と同様にNoda et al.（2002）に基づき地震規模 $M=7.8$ 、等価震源距離 $X_{eq}=60\text{km}$ として設定した。	①日本原子力学会標準「原子力発電所に対する地震を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2015」の方法に基づき評価した。（3.2.1.b. 確率論的地震ハザード ①確率論的地震ハザード評価の方法） ②特定震源モデルに基づく評価のうち、海溝型地震については、東北地方太平洋沖地震及び宮城県沖地震を特定地震としてモデル化し、内陸地殻内地震については、敷地から100km以内にある「新編 日本の活断層」に掲載されている確実度Ⅰ及びⅡの活断層と敷地周辺の地質調査結果に基づいて評価した活断層等をモデル化した。 領域震源モデルについては、海溝型地震、内陸地殻内地震ともに、その領域区分に基づき、各領域の最大マグニチュードは領域内の過去の地震の最大値を基に設定した。 地震動伝播モデルはNoda et al.（2002）による距離減衰式、断層モデル手法を用い、距離減衰式には観測記録を用いた補正及び内陸補正を考慮した。 震源モデル及び地震動伝播モデルにおいて設定した各モデル及び認識論的不確かさ要因をロジックツリーに展開した。ロジックツリーの各分岐の重みについて、過去の地震等を参考に設定した。（3.2.1.b. 確率論的地震ハザード ②確率論的地震ハザード評価に当たっての主要な仮定） ③上記により平均地震ハザード曲線及びフラクタル地震ハザード曲線を作成した。また、基準地震動の応答スペクトルと年超過確率毎の1様ハザードスペクトルを比較した。 フラジリティ評価用地震動の目標スペクトルは、1様ハザードスペクトルを基準化し、基準地震動の地震動特性を踏まえて設定した。また、模擬地震波の経時特性を $M=8.3$ 、等価震源距離 $X_{eq}=132\text{km}$ として設定した。（3.2.1.b. 確率論的地震ハザード ③確率論的地震ハザード評価結果）	①日本原子力学会標準「原子力発電所に対する地震を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2015」の方法に基づき評価した。（3.2.1.b. 確率論的地震ハザード ①確率論的地震ハザード評価の方法） ②特定震源モデルについては、敷地から100km程度以内にある地質調査結果に基づく断層並びに「[新編]日本の活断層」に掲載されている確実度Ⅰ及びⅡの活断層をモデル化した。 領域震源モデルについては、萩原（1991）及び垣見ほか（2003）の領域区分に基づき、各領域の最大マグニチュードは領域内の過去の地震の最大値を基に設定した。 地震動伝播モデルとしては、Noda et al.（2002）による距離減衰式を用いた。また、ロジックツリーにおいて内陸補正の有無及び観測記録に基づいた補正の有無を考慮した。 ロジックツリーの作成では、震源モデル及び地震動伝播モデルの設定において、選定した認識論的不確かさ要因から確率論的地震ハザード評価に大きな影響を及ぼす要因を選定した。検用地震については、詳細なロジックツリーに展開して評価した。ロジックツリーの各分岐の重みについて、過去の地震等を参考に設定した。（3.2.1.b. 確率論的地震ハザード ②確率論的地震ハザード評価に当たっての主要な仮定） ③上記により平均ハザード曲線及びフラクタル地震ハザード曲線を作成した。また、基準地震動の応答スペクトルと年超過確率ごとの一様ハザードスペクトルを比較した。 フラジリティ評価用地震動は、年超過確率 10^{-4} の1様ハザードスペクトルの形状に適合する模擬波とした。模擬波の経時特性はNoda et al.（2002）に基づき地震規模 $M=8.2$ 、等価震源距離 $X_{eq}=107\text{km}$ として設定した。（3.2.1.b. 確率論的地震ハザード ③確率論的地震ハザード評価結果）	【大飯】 ・泊は最新の学会標準を参照して評価をしている。（女川と同様） 【女川】【大飯】 ■記載表現の相違 ・「3.2.1.b 確率論的地震ハザード」については、地震・津波側の審査において提示するため、表現の相違理由については記載を省略する。 【女川】 ■個別評価による相違 ・泊と女川では地震発生様式等が異なることから、地震ハザード評価が異なる。（以降、大飯との相違も含めて、相違理由説明を省略）
			追而【地震ハザード評価結果を反映】	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>c. 建屋・機器のフラジリティ</p> <p>①評価対象と損傷モードの設定</p> <p>②フラジリティの評価方法の選択</p> <p>③フラジリティ評価上の主要な仮定（不確かさの設定、応答係数等）</p> <p>④フラジリティ評価における耐力情報</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布 ● 評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ● 機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 <p>⑤フラジリティ評価における応答情報</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布 ● 基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】 ● 基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場合】 <p>⑥建物・機器のフラジリティ評価結果</p>	<p>①～⑥</p> <p>以下の手順でフラジリティ評価を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価対象と損傷モードの設定 ・評価手法の選択 <ul style="list-style-type: none"> ・現実的耐力の評価 ・現実的応答の評価 ・フラジリティの評価 <p>建屋フラジリティは現実的耐力と現実的応答による方法(応答解析に基づく方法)、機器フラジリティは耐力係数と応答係数による方法(安全係数法)を評価手法として採用した。</p> <p>建屋の評価は地震 PSA 学会標準に準拠した手法とし、確率論的応答解析を実施した。</p> <p>また、各機器に対する耐震計算結果・加振試験結果・文献値等をもとに、現実的耐力・応答を評価してフラジリティを算出した。なお、構造損傷モードについては、機器の損傷に対して支配的となる部位のフラジリティを当該機器のフラジリティとして出力している。</p>	<p>①～⑥</p> <p>以下の手順でフラジリティ評価を実施した。</p> <ol style="list-style-type: none"> 評価対象と損傷モードの設定 評価方法の選択 評価上の不確かさ、応答係数等の設定 現実的耐力の評価 現実的応答の評価 フラジリティの評価 <p>建屋フラジリティは「現実的耐力と現実的応答による方法(応答解析に基づく方法)」、機器フラジリティは「耐力係数と応答係数による方法(安全係数法)」を評価方法として採用した。</p> <p>また、各機器に対する耐震評価結果、加振試験結果、文献値等を基に、現実的耐力と現実的応答を評価してフラジリティを算出した。なお、構造強度に関する評価では、機器の損傷に支配的となる部位に着目して評価を行った。(3.2.1.c. 建屋・機器フラジリティ)</p>	<p>①～⑥</p> <p>以下の手順でフラジリティ評価を実施した。</p> <ol style="list-style-type: none"> 評価対象と損傷モードの設定 評価方法の選択 評価上の不確かさ、応答係数等の設定 現実的耐力の評価 現実的応答の評価 フラジリティの評価 <p>建屋フラジリティは「現実的耐力と現実的応答による方法(応答解析に基づく方法)」、機器フラジリティは「耐力係数と応答係数による方法(安全係数法)」を評価方法として採用した。</p> <p>建屋の評価は地震 PSA 学会標準に準拠した手法とし、確率論的応答解析を実施した。</p> <p>また、各機器に対する耐震評価結果、加振試験結果、文献値等を基に、現実的耐力と現実的応答を評価してフラジリティを算出した。なお、構造強度に関する評価では、機器の損傷に支配的となる部位に着目して評価を行った。(3.2.1.c. 建屋・機器フラジリティ)</p>	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価方針の相違 ・女川は物性値に中央値を与えた応答解析結果を元に現実的応答を算出しているが、泊は確率論的応答解析結果より各ケースの重みを考慮して算出している（大飯と同様）
<p>d. 事故シークエンス</p> <p>(1) 起因事象</p> <p>①評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 地震により誘発される起因事象の選定方法とその結果 ● グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法 ● 対象外とした起因事象と、対象外とした理由 ● 地震固有の事象とその取扱い 	<p>(1) ①</p> <p>以下の手順で事故シークエンス評価を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・起因事象の設定 ・事故シークエンスのモデル化 ・システムのモデル化 ・事故シークエンスの定量化 <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器バイパス ・ECCS 容量を超える原子炉冷却材圧力バウンダリ喪失(E-LOCA) ・原子炉建屋損傷 ・格納容器損傷 ・制御建屋損傷 <ul style="list-style-type: none"> ・計測・制御系喪失 	<p>(1)</p> <p>①3.2.1.a②「地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析」にて選定した起因事象を対象とした。グループ化した起因事象及び対象外とした起因事象はない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器バイパス ・大破断 LOCA を上回る規模の LOCA (Excess LOCA) ・原子炉建屋損傷 ・原子炉格納容器損傷 ・原子炉補助建屋損傷 ・電動弁損傷による原子炉補機冷却機能喪失 ・1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失 ・複数の信号系損傷 ・燃料集合体及び制御棒クラスタ損傷による原子炉停止機能喪失 	<p>(1)</p> <p>①3.2.1.a.②「地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析」にて選定した起因事象を対象とした。グループ化した起因事象及び対象外とした起因事象はない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器バイパス ・大破断 LOCA を上回る規模の LOCA (Excess LOCA) ・原子炉建屋損傷 ・原子炉格納容器損傷 ・原子炉補助建屋損傷 ・電動弁損傷による原子炉補機冷却機能喪失 ・1次系流路閉塞による2次系除熱機能喪失 ・複数の信号系損傷 ・燃料集合体及び制御棒クラスタ損傷による原子炉停止機能喪失 	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載方針の相違 ・女川実績の反映 <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■炉型の相違 ・炉型が異なるため、抽出される起因事象が異なる。(着色せず) (大飯に記載はないが、泊と同様の結果となっている) <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊の構成に合わせて女川の起因事象の記載順序を入れ替えている

追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>②階層イベントツリーとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起回事象の階層化の考え方、イベントツリーとその説明 	<p>(1) ②</p> <p>選定した起回事象に対して、先行するヘディングにある起回事象は後続のヘディングにある起回事象が重畳した場合でもその影響を包含できるように設定した階層ツリーにより事故シナリオを整理した。</p>	<p>・外部電源喪失</p> <p>・圧力容器損傷</p> <p>・直流電源喪失</p> <p>・交流電源・原子炉補機冷却系喪失</p>	<p>・大破断 LOCA, 中破断 LOCA, 小破断 LOCA</p> <p>・2次冷却系の破断</p> <p>・原子炉補機冷却機能喪失</p> <p>・外部電源喪失</p> <p>・主給水流量喪失</p> <p>・ATWS</p>	<p>相違理由</p>
<p>(2) 成功基準</p> <p>①成功基準の一覧</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起回事象ごとの成功基準 ● 炉心損傷の定義 ● 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間 ● 成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性 	<p>(2) ①</p> <p>炉心損傷を防止するための緩和系の成功基準は、地震時においても内部事象と相違ない。したがって、成功基準は内部事象と同様のものを採用する。</p>	<p>(2)</p> <p>①炉心損傷の定義、炉心損傷を防止するための緩和系の成功基準並びに余裕時間は内部事象運転時レベル1 PRA と相違がない。ただし、同様の系統は完全相関を仮定しているため、事故緩和に必要な系統数は考慮していない。また、緩和手段のない起回事象については成功基準を設定していない。使命時間については内部事象運転時レベル1 PRA と同様に24時間とし、地震動で損傷した機器の復旧は期待していない。(3.2.1.d. 事故シークエンス②成功基準)</p>	<p>(2)</p> <p>①炉心損傷の定義、炉心損傷を防止するための緩和系の成功基準並びに余裕時間は内部事象運転時レベル1 PRA と相違がない。ただし、同様の系統は完全相関を仮定しているため、事故緩和に必要な系統数は考慮していない。また、緩和手段のない起回事象については成功基準を設定していない。使命時間については内部事象運転時レベル1 PRA と同様に24時間とし、地震動で損傷した機器の復旧は期待していない。(3.2.1.d. 事故シークエンス②成功基準)</p>	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価方針の相違 ・泊は外部電源喪失の発生の有無を内部事象PRAと地震PRAの境界とはしておらず、地震により外部電源が健全な場合でも地震PRAの評価範囲としている(大飯と同様) ・泊は常用系で耐震クラスの低い主給水系の機器損傷による主給水流量喪失が必ず発生するものとしている(大飯と同様)
<p>(3) 事故シークエンス</p> <p>①イベントツリー</p> <ul style="list-style-type: none"> ● イベントツリー図 ● ヘディング、事故進展及び最終状態 ● イベントツリー作成上の主要な仮定 	<p>(3) ①</p> <p>地震のイベントツリーは、大イベントツリー/小フォールトツリー法を採用した。地震時及び地震後における原子炉の安全停止のための安全機能を選定した。地震により損傷する機器による安全機能への影響を評価するために、地震損傷機器イベントツリーを作成した。また、ランダム故障の影響を評価するために、起回事象ごとに内的事象の成功基準を基に設定し、内的事象のイベントツリーを参考にサポート系イベントツリー、共用系イベントツリー、フロントラインイベントツリーを作成した。</p>	<p>(3)</p> <p>①ヘディングは、地震に引き続き発生する、プラントの事故に至る起回事象、緩和機能に関わるシステム及び運転員操作と事象進展に影響する重要な設備状態を選定し、以下のイベントツリーを作成した。また、炉心損傷防止の観点から、「原子炉停止機能」、「原子炉冷却機能」の安全機能に着目し、最終状態を事故シークエンスグループとして分類した。</p>	<p>(3)</p> <p>①ヘディングは、地震に引き続き発生する、プラントの事故に至る起回事象、緩和機能に関わるシステム及び運転員操作と事象進展に影響する重要な設備状態を選定し、以下のイベントツリーを作成した。また、炉心損傷防止の観点から、「原子炉停止機能」、「原子炉冷却機能」の安全機能に着目し、最終状態を事故シークエンスグループとして分類した。</p>	<p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価手法の相違 ・泊は小イベントツリー法、大飯は大イベントツリー法を用いているため、地震により損傷した機器の情報を引き継ぐためのイベントツリーの構成が異なる(高浜、美浜と同様)
			<p>追而【地震PRA、津波PRAの最終評価結果を反映】</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		・階層イベントツリー ・外部電源喪失時イベントツリー ・全交流動力電源喪失時イベントツリー (3.2.1.d. 事故シークエンス③事故シークエンス)	・起因事象階層イベントツリー ・過渡分類イベントツリー ・フロントラインイベントツリー (3.2.1.d. 事故シークエンス③事故シークエンス)	【女川】 ■記載表現の相違 ・起因事象階層ツリー⇄起因事象階層イベントツリー 【女川】 ■評価方針の相違 ・泊は起因事象の分類のためのイベントツリーを起因事象階層イベントツリー、過渡分類イベントツリーの2段階に分けているが、外部電源の扱い(女川は外部電源喪失が必ず発生する想定としている)以外の分類の考え方は女川と同様である。(高浜、美浜と同様)
(4) システム信頼性 ①評価対象としたシステムとその説明 ● 評価対象システム一覧 ● 系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定 ● B及びCクラス機器の取扱い ②機器損傷に関する機器間の相関の取扱い ③システム信頼性評価結果 ● 起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ● 主要なミニマルカットセット (FTを用いた場合)	(4) ① 内部事象評価でまとめた情報の活用や、地震による機器ごとの損傷モードによるプラントへの影響を整理して作成した建屋・機器リストを使って対象範囲を明確にした。各系統の情報や依存性については内部事象と同等である。また、B及びCクラスに対しても地震の影響を考慮している。 (4) ② 今回の評価では冗長機器及び設備に対する地震の影響は、保守的に完全相関として評価した。 (4) ③ 条件付き分岐確率イベントツリー法により解析しているため、地震による損傷を考慮したシステムごとの信頼性は算出されない。ただし、システム毎に機器の損傷確率を地震加速度との関係を考慮して評価している。	(4) ①3.2.1.a②「地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析」で作成した建屋・機器リストに記載の設備をシステム信頼性の評価対象とした。起因事象を緩和する設備の詳細情報は内部事象レベル1PRAと同じである。また、原子炉冷却材圧力パウンダリに接続する格納容器外の耐震重要度Bクラス配管、燃料移送系、軽油タンクを除き耐震重要度B及びCクラスの設備には期待していない。 ②同様の系統及び機器については、系統間又は機器間で完全相関を仮定した。それ以外の系統間及び機器間の相関は完全独立を仮定した。 ③起因事象の原因となる設備及び起因事象を緩和する設備は、内部事象運転時レベル1PRAにおけるシステム信頼性評価の結果及び地震の影響を受ける可能性のある設備は、建屋・機器フレンジリティ評価の結果も考慮して信頼性評価を実施した。ミニマルカットセットについては、FTに対しては算出していないが、事故シークエンスに対しては、評価結果に基づき主要なミニマルカットセットをまとめた。	(4) ①3.2.1.a.②「地震により炉心損傷に至る事故シナリオと分析」で作成した建屋・機器リストに記載の設備をシステム信頼性の評価対象とした。起因事象を緩和する設備の詳細情報は内部事象レベル1PRAと同じである。また、安全補機に関わる空調系及び空調用冷水系を除き耐震重要度B及びCクラスの設備には期待していない。 ②同様の系統及び機器については、系統間又は機器間で完全相関を仮定した。それ以外の系統間及び機器間の相関は完全独立を仮定した。 ③起因事象の原因となる設備及び起因事象を緩和する設備は、内部事象運転時レベル1PRAにおけるシステム信頼性評価の結果及び地震の影響を受ける可能性のある設備は、建屋・機器フレンジリティ評価の結果も考慮して信頼性評価を実施した。ミニマルカットセットについては、FTに対しては算出していないが、事故シークエンスに対しては、評価結果に基づき主要なミニマルカットセットをまとめた。	【女川】 ■評価方針の相違 ・内部事象 PRA でモデル化している設備のうち、耐震性が低く地震 PRA では期待しない設備を記載しており、炉型により該当する設備が異なる。 (大飯に記載はないが、泊と同様となっている) 【大飯】 ■評価方針の相違 ・泊は小イベントツリー法を用いているが、大飯と同様に機器の損傷確率と地震加速度との関係を考慮し、ランダム故障を含めた評価を実施している(高浜、美浜と同様)
			追へ【地震PRA、津波PRAの最終評価結果を反映】	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シナシグループ及び重要事故シナシ等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠</p> <p>(5) 人的過誤</p> <p>①評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 人的過誤の評価に用いた手法 ● 人的過誤の分類、人的操作に対する許容時間、過誤回復の取扱い ● 人的過誤評価に用いた主要な仮定 ● 人的過誤評価結果 	<p>(4) ④</p> <p>地震PRAでは損傷した機器の復旧に期待しないため、原子炉補機冷却機能が喪失した場合は封水注水及びRCPサーマルバリアによる冷却機能が喪失することから、原子炉補機冷却機能喪失のRCPシールLOCAヘディングの失敗確率を1.0とした。</p> <p>(5) ①</p> <p>事故前の操作については内部事象と同等の扱いである。</p> <p>地震後の現場操作については、実施が困難である可能性があるため、原則、期待していない。</p>	<p>④本評価ではシステム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度はない。</p> <p>(3.2.1.d. 事故シナシ④システム信頼性)</p> <p>(5)</p> <p>①起因事象発生前の人的過誤は試験・保守作業後の復旧ミスであり、事象発生の起因が地震であっても変わることがないため、内部事象運転時レベル1PRAの検討結果を用いた。起因事象発生後の人的過誤は地震発生後の対応操作に対する過誤であり、事象発生の起因が地震であっても変わることではないため、内部事象運転時レベル1PRAで対象とする人的過誤を考慮した。ただし、地震後数時間以内の対応を要する作業においては、高ストレスを考慮した。</p> <p>(3.2.1.d. 事故シナシ⑤人的過誤)</p>	<p>④地震PRAでは損傷した機器の復旧に期待しないため、原子炉補機冷却機能が喪失した場合は封水注水及びRCPサーマルバリアによる冷却機能が喪失することから、原子炉補機冷却機能喪失のRCPシールLOCAヘディングの失敗確率を1.0とした。</p> <p>(3.2.1.d. 事故シナシ④システム信頼性)</p> <p>(5)</p> <p>①起因事象発生前の人的過誤は試験・保守作業後の復旧ミスであり、事象発生の起因が地震であっても変わることがないため、内部事象運転時レベル1PRAの検討結果を用いた。起因事象発生後の人的過誤は地震発生後の対応操作に対する過誤であり、事象発生の起因が地震であっても変わることではないため、内部事象運転時レベル1PRAで対象とする人的過誤を考慮した。ただし、現場操作については、実施が困難である可能性があるため期待していない。</p> <p>(3.2.1.d. 事故シナシ⑤人的過誤)</p>	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■設計の相違 ■設計の相違によりシステム信頼性評価の対象のシステムが異なる。(大飯と同様) <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価方針の相違 ・泊は原則外で期待している現場操作はない(川内、玄海、伊方と同様) <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価方針の相違 ・泊は地震が増大すると現場操作に失敗する可能性が高くなるため、現場操作には期待していない。(大飯と同様)
<p>(6) 炉心損傷頻度</p> <p>①炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p>	<p>(6) ①</p> <p>前述のとおり手順により、解析コードを用い、炉心損傷頻度を定量化した。</p>	<p>(6)</p> <p>①フォールトツリー結合法によりミニマルカットセットを作成し、加速度毎の炉心損傷頻度を算出した。また、それらを全加速度区間にわたり積分することで全炉心損傷頻度を算出した。なお、評価地震動範囲は0.06~3.0Gとした。</p>	<p>(6)</p> <p>①フォールトツリー結合法によってミニマルカットセットを作成し、炉心損傷頻度を算出した。なお、評価地震動範囲は0.20~1.5Gとした。</p>	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載方針の相違 ・泊は別添の記載に合わせている <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価方針の相違 ・泊は0.2~0.4Gにおいてランダム故障が支配的であり、0.2G以下の地震加速度においては、さらにランダム故障の影響が強くなると考えられ内部事象PRAの評価に包含されることから、0.2G以下は地震PRAの評価範囲とはしていない。(大飯に記載はないが、泊と同様の方針となっている) ・基準地震動の最大加速の2倍程度の1.5Gを評価範囲の上
<p>追而【地震PRA、津波PRAの最終評価結果を反映】</p>				

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>②炉心損傷頻度結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 全炉心損傷頻度及び主要な事故シークエンスと分析 ● 起因事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シークエンスと分析 ● プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シークエンスと分析 ● 地震加速度と炉心損傷頻度の関係とその分析 <p>③重要度解析、不確かさ解析及び感度解析</p>	<p>(6) ②</p> <p>前述のとおりの手順でモデルを定量化し、起因事象別の炉心損傷頻度、地震加速度と炉心損傷頻度の関係とその分析を実施し、主要な事故シークエンスを確認した。なお、後述するようにレベル1.5PRAは今回は実施しないため、プラント損傷状態別の分析評価は行っていない。</p> <p>(6) ③</p> <p>炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を実施した。また、PRA結果の活用目的である事故シークエンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確かさ解析を実施した。さらに、冗長設備の相関性について、炉心損傷頻度への感度を確認するために感度解析を実施した。</p>	<p>②上述した手順でモデルを定量化し、全炉心損傷頻度、及び起因事象別、加速度区別、事故シークエンスグループ別の炉心損傷頻度を算出し、主要なミニマルカットセットと評価結果を分析した。</p> <p>③地震ハザード、フラジリティやランダム故障確率に含まれる不確かさが炉心損傷頻度の分布に与える影響を評価するため、不確かさ解析を行った。重要度解析では、FV重要度による評価を行った。また、感度解析は、機器間の相関性に係る評価上の仮定、及び炉心損傷頻度に有意に影響のある機器のフラジリティに関して実施した。(3.2.1.d.事故シークエンス⑥炉心損傷頻度)</p>	<p>②上述した手順でモデルを定量化し、全炉心損傷頻度並びに起因事象別、加速度区別及び事故シークエンスグループ別の炉心損傷頻度を算出し、主要なミニマルカットセットと評価結果を分析した。</p> <p>③地震ハザード、フラジリティやランダム故障確率に含まれる不確かさが炉心損傷頻度の分布に与える影響を評価するため、不確かさ解析を行った。重要度解析では、FV重要度による評価を行った。また、感度解析は、機器間の相関性に係る評価上の仮定、及び炉心損傷頻度に有意に影響のある機器のフラジリティに関して実施した。(3.2.1.d.事故シークエンス⑥炉心損傷頻度)</p>	<p>限としているが、1.5Gにおける年超過確率は3.0×10^{-7}程度であり、仮に1.5G以上の評価を実施しても、地震特有の事故シークエンスの炉心損傷頻度が有意となることはない。</p> <p>【女川】 ■記載表現の相違</p> <p>追而【地震PRA、津波PRAの最終評価結果を反映】</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シナシナグループ及び重要事故シナシナ等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3.2 外部事象（津波）</p> <p>a. 対象プラントと事故シナリオ</p> <p>①対象とするプラントの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 津波 PRA の中で考慮する設備の一覧及び設備の説明 ● ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 <p>②津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 事故シナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ● 事故シナリオと起因事象の分析結果 ● 建物・機器リストの作成結果 	<p>①プラント構成・特性に関して内部事象レベル1PRAで収集した設計情報に加え、津波PRAを実施するために、耐津波性や機器配置、浸水口や浸水ルートなど、津波固有の観点での必要な情報を収集・分析した。また、机上検討では確認が難しいプラント情報を収集するため、及び検討したシナリオの妥当性確認のため、当該プラントにおいてプラントウォークダウンを実施し、津波PRAの観点で重要な機器を対象に、以下の観点について問題がないことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・津波影響 ・間接的被害の可能性の確認 ・津波伝播経路及び建屋開口部の確認 <p>(3.2.2.a. 対象プラントと事故シナリオ ①対象とするプラントの説明)</p> <p>②津波の事故シナリオとして想定されるものを挙げ、スクリーニングするものについてはその内容を明記した。明確になった事故シナリオにより誘発される起因事象の分析を実施し、以下の起因事象を選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・直接炉心損傷に至る事象 ・原子炉補機冷却機能喪失 ・外部電源喪失 ・主給水流量喪失 ・過渡事象 <p>また、以上の事項を活用し、津波による機器ごとの損傷モード（構造損傷・機能損傷）によるプラントへの影響を整理し、対象となる建屋・機器リストを作成した。</p>	<p>①内部事象運転時レベル1PRAにおいて収集したプラント構成・特性等に関する情報の他、配置関連設計図書等により津波PRAに必要な情報を収集・整理した。また、机上検討では確認が難しいプラント情報を取得するため、及び検討したシナリオの妥当性確認するために、女川原子力発電所2号炉においてプラントウォークダウンを実施し、以下の点について問題がないことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・津波影響 ・間接的被害の可能性 ・津波伝播経路及び建屋開口部（貫通部） <p>(3.2.2.a. 対象プラントと事故シナリオ ①対象とするプラントの説明)</p> <p>②津波により炉心損傷に至る事故シナリオを抽出し、スクリーニングで除外するシナリオについてはその内容を明記した。除外されずに残った事故シナリオを分析し、以下の起因事象を選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失 ・原子炉補機冷却海水系機能喪失 ・敷地及び建屋内浸水 <p>また、津波PRAの評価対象設備を以下のように分類し、建屋・機器リストを作成した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・起因事象を引き起こす設備 ・津波防護施設/浸水防止設備 ・起因事象を緩和する設備 <p>(3.2.2.a. 対象プラントと事故シナリオ ②津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析)</p>	<p>①内部事象運転時レベル1PRAにおいて収集したプラント構成・特性等に関する情報の他、配置関連設計図書等により津波PRAに必要な情報を収集・整理した。また、机上検討では確認が難しいプラント情報を取得するため、及び検討したシナリオの妥当性確認のために、泊発電所3号炉においてプラントウォークダウンを実施し、以下の点について問題がないことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・津波影響 ・間接的被害の可能性 ・津波伝播経路及び建屋開口部（貫通部） <p>(3.2.2.a. 対象プラントと事故シナリオ ①対象とするプラントの説明)</p> <p>②津波により炉心損傷に至る事故シナリオを抽出し、スクリーニングで除外するシナリオについてはその内容を明記した。除外されずに残った事故シナリオを分析し、以下の起因事象を選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・外部電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失 ・敷地及び建屋内浸水 <p>また、津波PRAの評価対象設備を以下のように分類し、建屋・機器リストを作成した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・起因事象を引き起こす設備 ・津波防護施設/浸水防止設備 ・起因事象を緩和する設備 <p>(3.2.2.a. 対象プラントと事故シナリオ ②津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析)</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;"> 追而【地震PRA、津波PRAの最終評価結果を反映】 </div>	<p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載方針の相違 ・女川に記載統一 (以下、「3.2 外部事象(津波)」の範囲については、着色及び相違理由説明を省略) <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載表現の相違 ・原子炉補機冷却海水系機能喪失⇔原子炉補機冷却機能喪失（大飯と同様） <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価方針の相違 ・女川実績の反映 ・泊は主給水流量喪失及び過渡事象を起因事象として選定せず、外部電源喪失で代表している。

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>b. 津波ハザード</p> <p>①津波ハザード評価の方法</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 新規制基準（津波）にて策定された基準津波の超過確率の算出に用いた津波ハザード評価に用いた手法の説明 <p>②津波ハザード評価に当たっての主要な仮定</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 津波発生モデル、津波伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確かさ要因の分析結果の説明 ● 不確かさ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明 <p>③津波ハザード評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 作成したロジックツリーを用いた津波ハザード曲線群の算出と、各ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明 ● 津波ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用津波水位変動の作成方法の説明 	<p>①基準津波の超過確率の算出に用いた津波ハザード評価を行うに当たっては、「日本原子力学会標準 原子力発電所に対する津波を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2011」（2012年2月 一般社団法人日本原子力学会）及び「確率論的津波ハザード解析の方法（土木学会 2011）」に基づき評価を実施した。</p> <p>②津波発生モデルとしては、以下に記す波源を想定し、検討を実施した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・日本海東縁部の断層による津波 ・海域活断層による津波 ・領域震源（背景的地震）による津波 <p>津波伝播モデルについては、基準津波の評価で用いたモデルを用いて検討を実施した。</p> <p>また、上述した波源に対して、不確かさの要因の分析及びそれに基づき作成したロジックツリーを検討した。</p> <p>③ロジックツリーに基づき、モンテカルロシミュレーションを用いて津波ハザード解析を行い、フラクタル曲線、平均ハザード曲線として取りまとめた。</p> <p>3,4号機海水ポンプ室における最高水位の年超過確率はともに10^{-4}～10^{-5}程度である</p>	<p>①基準津波の超過確率の算出に用いた確率論的津波ハザード評価は、日本原子力学会標準「原子力発電所に対する津波を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2011」（以下、「津波 PRA 学会標準」という。）、公益社団法人土木学会原子力土木委員会津波評価小委員会「原子力発電所の津波評価技術（2016）」、社団法人土木学会原子力土木委員会津波評価部会「確率論的津波ハザード解析の方法（2011）」及び2011年東北地方太平洋沖地震から得られた知見等を踏まえて実施した。（3.2.2.b 確率論的津波ハザード ①評価方針）</p> <p>②津波発生モデルは、2011年東北地方太平洋沖地震から得られた知見等を踏まえ、津波 PRA 学会標準に示される領域に加え、プレート間地震と津波地震の連動型地震を考慮した。上述した各津波発生モデルに対して、不確かさ要因分析を行い、それに基づきロジックツリーを作成した。分岐の重みの設定に当たっては、日本原子力学会（2012）及び土木学会（2011）の分岐を流用するものについては、土木学会（2009）によるアンケート結果を踏まえた重みや、土木学会（2011）による正規分布に対する分岐設定方法の重みを用いた。新たに追加した分岐や原子力学会標準及び土木学会（2011）の分岐から修正した分岐の重みについては、関連する情報を収集のうえ、日本原子力学会（2012）等に基づき設定した。（3.2.2.b. 確率論的津波ハザード ①確率論的津波ハザード評価方針、②津波発生領域の設定）</p> <p>③ロジックツリーを基に津波ハザード解析を行い、ハザード曲線として取りまとめた。基準津波の敷地前面位置における最高水位の年超過確率は10^{-4}～10^{-5}程度である。フラジリティ評価用津波水位変動は、検討対象とする津波水位（＝年超過確率）に最も寄与度が高い津波波源の断層モデルのすべり量を調整して作成した。（3.2.2.b. 確率論的津波ハザード ③確率論的津波ハザード評価結果）</p>	<p>①基準津波の超過確率の算出に用いた確率論的津波ハザード評価は、日本原子力学会標準「原子力発電所に対する津波を起因とした確率論的リスク評価に関する実施基準：2011」（以下、「津波 PRA 学会標準」という。）、公益社団法人土木学会原子力土木委員会津波評価小委員会「原子力発電所の津波評価技術（2016）」、社団法人土木学会原子力土木委員会津波評価部会「確率論的津波ハザード解析の方法（2011）」、2011年東北地方太平洋沖地震から得られた知見等を踏まえて実施した。（3.2.2.b. 確率論的津波ハザード ①評価方針）</p> <p>追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】</p> <p>追而 【津波ハザード評価結果を反映】</p>	<p>【女川】 ■記載表現の相違</p>
<p>c. 建屋・機器のフラジリティ</p> <p>①評価対象と損傷モードの設定</p> <p>②フラジリティの評価方法の選択</p> <p>③フラジリティ評価上の主要な仮定（不確かさの設定、応答係数等）</p> <p>④フラジリティ評価における耐力情報</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布 ● 評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ● 機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 <p>⑤フラジリティ評価における応答情報</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布 ● 基準津波による波力等で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損 	<p>①～⑥</p> <p>津波 PRA 用建屋・機器リストの各機器について、プラントワークダウンの結果も参照しつつ、フラジリティ評価の要否とフラジリティ評価時に考慮する損傷モード（構造損傷・機能損傷）を検討した結果、対象となる機器及び損傷モードは、屋外設置機器及び建屋内設置機器の被水・没水による機能損傷のみである。</p> <p>津波水位が各機器の設置高さに到達した時点で、当該機器が確率 1.0 で損傷するステップ状のフラジリティで示す方法を採用した。そのため、対象機器の設置高さ若しくは建屋の津波侵入高さのうち、高い方を「現実的耐力」として不確かさを考慮していない。</p>	<p>①～⑥</p> <p>3.2.2.a②で作成した建屋・機器リストに記載の設備に対して津波による損傷モードを検討した結果、フラジリティは以下のように評価された。フラジリティ曲線はステップ状を仮定し、不確かさは考慮していない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・起動変圧器 <p>⇒敷地内浸水深が起動変圧器の基礎高さを越えた場合に機能喪失</p>	<p>①～⑥</p> <p>3.2.2.a.②で作成した建屋・機器リストに記載の設備に対して津波による損傷モードを検討した結果、フラジリティは以下のように評価された。フラジリティ曲線はステップ状を仮定し、不確かさは考慮していない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・主変圧器 <p>⇒敷地内浸水深が主変圧器の基礎高さを越えた場合に機能喪失</p> <p>追而【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】</p>	<p>【女川】 ■設計の相違 ●外部電源喪失の発生要因として考慮する設備が相違している。</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>傷の場合】</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 基準津波による津波水位変動で被水・没水する評価部位の状況【機能損傷の場合】 ⑥建物・機器のフラジリティ評価結果 		<ul style="list-style-type: none"> ・ RSW/HPSW ポンプ <p>⇒敷地内浸水深が補機ポンプエリアの浸水防止壁の高さを越えた場合に機能喪失</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 燃料移送ポンプ <p>⇒地下化し、水密構造であるため、敷地内浸水深がその止水性能を越える高さの場合に機能喪失</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 起因事象を緩和する設備(建屋内) <p>⇒建屋内浸水により機能喪失 (3.2.2.c. 建屋・機器のフラジリティ ①評価対象と損傷モードの決定、②フラジリティの検討結果について)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉補機冷却海水ポンプ <p>⇒循環水ポンプ建屋内浸水に伴う没水により機能喪失</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 起因事象を緩和する設備(建屋内) <p>⇒建屋内浸水により機能喪失 (3.2.2.c. 建屋・機器のフラジリティ ①評価対象と損傷モードの決定、②フラジリティの検討結果について)</p>	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■設備名称の相違 ・ RSW/HPSW ポンプ⇔原子炉補機冷却海水ポンプ <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■設計の相違 ・ 女川は原子炉補機冷却海水ポンプの浸水防止対策として、補機ポンプエリアに浸水防止壁を設置しているが、泊は原子炉補機冷却海水ポンプを循環水ポンプ建屋内に設置しており、女川と同様の浸水防止壁は設置していない。 <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■設計の相違 ・ 泊は燃料油移送ポンプを建屋内に設置しているため、次の段落に記載のとおり、建屋内浸水により機能喪失としている。
<p>d. 事故シークエンス</p> <p>(1) 起因事象</p> <p>①評価対象とした起因事象のリスト、説明及び発生頻度</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 津波により誘発される起因事象の選定方法とその結果 ● グループ化している場合にはグループ化の考え方、発生頻度の評価方法 ● 対象外とした起因事象と、対象外とした理由 ● 津波固有の事象とその取扱い <p>②階層イベントツリーとその説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 起因事象の階層化の考え方、イベントツリーとその説明 	<p>(1) ①「津波により炉心損傷に至る事故シナリオと分析」にて選定した起因事象の発生頻度は、各機器の損傷高さまで浸水した時点で確率1.0で機能喪失すると評価していることから、津波発生頻度と同じである。</p> <p>「直接炉心損傷に至る事象」として津波高さ15.8m以上で発生する「複数の信号系損傷」を津波固有の事象とした。</p> <p>②選定した起因事象に対して、起因事象発生時の影響の大きさを考慮して影響の大きい順番でヘディングを設定した階層イベントツリーにより事故シナリオを整理した。</p>	<p>(1)</p> <p>①津波による事故シナリオ及び津波フラジリティ検討結果に基づき、津波高さ毎に発生する起因事象及び津波シナリオを以下のとおり明確化した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 津波分類A（津波高さ0.P.+29m～0.P.+33.9m） <p>津波高さ0.P.+29mを超えた場合、敷地内浸水が開始する。起動変圧器、RSW/HPSWポンプ及び燃料移送ポンプは敷地内浸水の影響を受けないが、タービン建屋内への浸水によって種々の過渡事象が発生することから、広範囲な緩和系の機能喪失となる過渡事象を代表する「外部電源喪失」が発生するものとする。原子炉建屋及び制御建屋内への浸水はないため、緩和設備は健全である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 津波分類B（津波高さ0.P.+33.9m～） <p>敷地内浸水深が原子炉建屋又は制御建屋のカーブ高さ（敷地レベルから建屋外壁扉の下端レベルの高さ）を越えて、建屋内への大量浸水が発生することから、多数の緩和設備が機能喪失して炉心損傷に至る。</p> <p>②本評価では「敷地及び建屋内浸水」のみを起因事象と想定したため、起因事象階層化は必要ない。</p>	<p>(1)</p> <p>①津波による事故シナリオ及び津波フラジリティ検討結果に基づき、津波高さごとに発生する起因事象及び津波シナリオを以下のとおり明確化した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 津波分類A（津波高さT.P.16.5m～） <p>津波高さT.P.16.5mを超えた場合、敷地内浸水が開始する。敷地及び原子炉建屋又は原子炉補助建屋内への浸水によって複数の緩和設備が機能喪失して炉心損傷に至る津波特有の起因事象「敷地及び建屋内浸水」が発生するものとする。</p> <p>②本評価では「敷地及び建屋内浸水」のみを起因事象と想定したため、起因事象階層化は必要ない。</p> <p>(3.2.2.d. 事故シークエンス ①起因事象、②起因事象発生頻度)</p>	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載表現の相違 <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価方針の相違 ・ 炉心損傷と評価する津波高さ0.P.+29m⇔T.P.16.5m ・ 泊は防潮堤を越える津波発生頻度が極めて低いため、津波分類を細分化していない。（以下、相違理由説明を省略） <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載内容の相違 ・ 記載充実のため <p>（以下、相違理由説明を省略）</p>

追って【地震PRA、津波PRA】の最終評価結果を反映

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
(2) 成功基準 ①成功基準の一覧 ● 起因事象ごとの成功基準 ● 炉心損傷の定義 ● 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間 ● 成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性	(2) ①炉心損傷を防止するための緩和系の成功基準は、津波時においても内部事象と相違ない。したがって、成功基準は内部事象と同様のものを採用した。なお、「直接炉心損傷に至る事象」については、緩和手段がないため成功基準を設定していない。	(2) ①本評価で考慮している設備の範囲（設計基準事故対処施設（操作も含む）は考慮するが、AM要請以前から整備しているAM策には期待しない）では、津波によって発生する「敷地及び建屋内浸水」を緩和させる有効な緩和設備がなくイベントツリーを展開できないため、緩和設備の機能及び系統数に関する成功基準は設定していない。	(2) ①本評価で考慮している設備の範囲（設計基準事故対処施設（操作も含む）は考慮するが、AM策には期待しない）では、津波によって発生する「敷地及び建屋内浸水」を緩和させる有効な緩和設備がなくイベントツリーを展開できないため、緩和設備の機能及び系統数に関する成功基準は設定していない。 (3.2.2.d. 事故シークエンス ③成功基準)	【女川】 ■記載方針の相違 ・泊3号炉はAM要請後に設置したプラントであるが、本評価ではAM策に期待しない点で女川と同等。
(3) 事故シークエンス ①イベントツリー ● イベントツリー図 ● ヘディング、事故進展及び最終状態 ● イベントツリー作成上の主要な仮定	(3) ①津波によって起因事象が誘発された場合でも、内部事象と事故進展は同等であると考えられ、当該プラントの重要事故シークエンス確認のための内部事象 PRA の起因事象イベントツリーを使用した。なお手法も内部事象と同様である小イベントツリー/大フォールトツリー法を採用した。	(3) ①本評価では、津波高さ O.P.+33.9m 以下では、起因事象を引き起こす設備、津波防護施設/浸水防止設備及び起因事象を緩和する設備に影響はないことから、原子炉建屋、制御建屋及びタービン建屋への浸水状態を考慮してイベントツリーを作成し、敷地及び原子炉建屋又は制御建屋内への浸水が発生した場合は複数の安全機能が喪失し、炉心損傷に至ると想定した。	(3) ①本評価では、津波高さ T.P.16.5m 以下では、起因事象を引き起こす設備、津波防護施設/浸水防止設備及び起因事象を緩和する設備に影響はないことから、原子炉建屋及び原子炉補助建屋への浸水状態を考慮してイベントツリーを作成し、敷地及び原子炉建屋又は原子炉補助建屋内への浸水が発生した場合は複数の安全機能が喪失し、炉心損傷に至ると想定した。 (3.2.2.d. 事故シークエンス ④事故シークエンス)	【女川】 ■建屋名称の相違 ・制御建屋⇔原子炉補助建屋（以下、相違理由説明を省略） 【女川】 ■評価方針の相違 ・泊は同一高さに設置している建屋は同時に浸水するものとして保守的に評価しているため、浸水による影響が厳しくなる原子炉建屋及び原子炉補助建屋に着目してイベントツリーを作成している。
(4) システム信頼性 ①評価対象としたシステムとその説明 ● 評価対象システム一覧 ● 系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定 ● B及びCクラス機器の取扱い ②機器損傷に関する機器間の相関の取扱い ③システム信頼性評価結果 ● 起因事象ごとのシステム信頼性評価結果 ● 主要なミニマルカットセット（FTを用いた場合） ④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠	(4) ①内部事象評価でまとめた情報の活用や、津波による機器ごとの損傷モードによるプラントへの影響を整理して作成した建屋・機器リストを使って対象範囲を明確にした。各系統の情報や依存性については内部事象と同等である。 ②今回の評価では建屋内に浸水すると一様に水が広がり、当該フロアの機器は全て機能喪失するとして評価した。 ③システム信頼性解析の結果について、起因事象ごとのシステム信頼性評価結果を算出した。また、主要なミニマルカットセットの評価を実施した。 ④津波により損傷した機器の復旧に期待しないため、原子炉補機冷却機能が喪失した場合は封水注水及びRCPサーマルバリアによる冷却機能が喪失することから、原子炉補機冷却機能喪失のRCPシールLOCAヘディングの失敗確率を1.0とした。	(4) ①, ②, ③, ④ 本評価では起因事象「敷地及び建屋内浸水」の緩和は期待しないため、注水や除熱に係る緩和設備のシステム信頼性評価は実施していない。	(4) ①, ②, ③, ④ 本評価では起因事象「敷地及び建屋内浸水」の緩和は期待しないため、注水や除熱に係る緩和設備のシステム信頼性評価は実施していない。(3.2.2.d. 事故シークエンス ⑤システム信頼性)	追而【地震PRA、津波PRAの最終評価結果を反映】

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(5) 人的過誤</p> <p>①評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 人的過誤の評価に用いた手法 ● 人的過誤の分類、人的操作に対する許容時間、過誤回復の取扱い ● 人的過誤評価に用いた主要な仮定 ● 人的過誤評価結果 <p>(6) 炉心損傷頻度</p> <p>①炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>②炉心損傷頻度結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 全炉心損傷頻度及び主要な事故シークエンスと分析 ● 起回事象別の炉心損傷頻度及び主要な事故シークエンスと分析 ● プラント損傷状態別炉心損傷頻度及び主要な事故シークエンスと分析 ● 津波高さと炉心損傷頻度の関係とその分析 <p>③重要度解析、不確実さ解析及び感度解析</p>	<p>(5) ①現場操作については、運転員のアクセス性を考慮して、各フロア内に海水が浸水しない津波高さの場合は期待し、各フロア内に海水が浸水する津波高さの場合は期待しない。</p> <p>(6)</p> <p>①フォールトツリー結合法を用いて評価を行った。計算コードRiskSpectrumを用い、炉心損傷頻度を定量化した。</p> <p>②前述のとおりの手順でモデルを定量化し、起回事象別の炉心損傷頻度、津波高さと炉心損傷頻度の関係とその分析を実施し、主要な事故シークエンスを確認した。なお、津波レベル1.5PRAは今回実施しないため、プラント損傷状態別の分析評価は行っていない。</p> <p>③PRA結果の活用目的である事故シークエンスグループ等の選定に係る炉心損傷頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確実さ解析を実施した。また、炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を実施した。さらに、炉心損傷に至る支配的な要因に対して、炉心損傷頻度への感度を確認するために、感度解析を実施した。</p>	<p>(5)</p> <p>①津波発生後の高ストレスによる人的過誤が考えられるが、本評価では起回事象「敷地及び建屋内浸水」の緩和は期待しないため、人的過誤を考慮していない。</p> <p>(6)</p> <p>①イベントツリーを用いて、炉心損傷頻度を評価した。</p> <p>②炉心損傷頻度を 7.3×10^{-7} (／炉年) と評価した。防潮堤を越える津波による浸水が、原子炉建屋又は制御建屋のカーブ高さを越えた場合、建屋内への津波の流入により、大量浸水が発生し、複数の安全機能が喪失して炉心損傷に至る「複数の安全機能喪失」が100%となる。</p> <p>③本津波 PRA では、建屋内浸水が発生する津波高さ以上 (0.P.+33.9m) では緩和手段が無くなり必ず炉心損傷に至るため、重要度解析を実施しても有益な結果が得られない。このため、内部事象 PRA や地震 PRA のように重要度評価は実施していない。</p> <p>本評価では、津波高さ 0.P.+33.9m を越える津波では、敷地内浸水深が原子炉建屋又は制御建屋のカーブ高さを越えた場合に建屋内への大量浸水が発生して必ず炉心損傷に至る。したがって、全炉心損傷頻度の平均値及び不確実さ幅は 0.P.+33.9m における確率論的津波ハザードの平均値及び不確実さ幅と等しくなる。</p> <p>感度解析として、引き波発生後において、炉心損傷に至るシナリオを検討した。引き波では、押し波と異なり、起回事象発生後も緩和策に期待できることから、押し波に比べ炉心損傷頻度は小さい値となった。</p>	<p>(5)</p> <p>①津波発生後の高ストレスによる人的過誤が考えられるが、本評価では起回事象「敷地及び建屋内浸水」の緩和は期待しないため、人的過誤を考慮していない。 (3.2.2.d. 事故シークエンス ⑥人的過誤)</p> <p>(6)</p> <p>①イベントツリーを用いて、炉心損傷頻度を評価した。</p> <p>②炉心損傷頻度を 2.9×10^{-7} (／炉年) と評価した。防潮堤を越える津波による浸水が、原子炉建屋又は原子炉補助建屋のカーブ高さを越えた場合、建屋内への津波の流入により、大量浸水が発生し、複数の安全機能が喪失して炉心損傷に至る「複数の安全機能喪失」が100%となる。</p> <p>③本津波 PRA では、建屋内浸水が発生する津波高さ以上 (T.P.16.5m) では緩和手段が無くなり必ず炉心損傷に至るため、重要度解析を実施しても有益な結果が得られない。このため、内部事象 PRA や地震 PRA のように重要度評価は実施していない。</p> <p>本評価では、津波高さ T.P.16.5m を越える津波では、敷地内浸水深が原子炉建屋又は原子炉補助建屋のカーブ高さを越えた場合に建屋内への大量浸水が発生して必ず炉心損傷に至る。したがって、全炉心損傷頻度の平均値及び不確実さ幅は T.P.16.5m における確率論的津波ハザードの平均値及び不確実さ幅と等しくなる。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;"> 追而 【津波ハザード確定後の感度解析結果を反映】 </div> <p>(3.2.2.d. 事故シークエンス ⑦炉心損傷頻度)</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;"> 追而 【地震 PRA、津波 PRA の最終評価結果を反映】 </div>	<p>【女川】 ■個別評価による相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
4. レベル1.5PRA 4.1 内部事象 a. プラントの構成、特性 ①対象プラントに関する説明 機器・系統配置、形状・設備容量、事故への対処操作、燃料及びデブリの移動経路など	①対象プラントの機器・系統配置、形状・設備容量、事故への対処操作、燃料及びデブリの移動経路などを整理した。	①対象プラントの機器・系統配置、形状・設備容量、事故への対処操作、燃料及びデブリの移動経路などを整理した。 (4.1.1.a. プラントの構成・特性)	①対象プラントの機器・系統配置、形状・設備容量、事故への対処操作、燃料及びデブリの移動経路などを整理した。 (4.1.1.a. プラントの構成・特性)	
b. プラント損傷状態の分類及び発生頻度 ①プラント損傷状態の一覧 ● プラント損傷状態の考え方 ● プラント損傷状態の一覧 ● レベル1の事故シークエンスに対するプラント損傷状態の分類結果 ● レベル1結果との関係（レベル1の最終状態と分類が異なる場合） ②プラント損傷状態ごとの発生頻度 プラント損傷状態ごとの発生頻度	①レベル1PRAで得られた炉心損傷状態に至るすべての事故シークエンスを事故の進展及び事故の緩和操作の類似性からプラント損傷状態に分類し、一覧表で示した。なお、レベル1.5PRAでは炉心損傷時の格納容器内事故進展を把握するため、レベル1PRAのイベントツリーの炉心損傷シークエンスを一部細分化した。 ②プラント損傷状態ごとの発生頻度を表に整理した。	①内部事象運転時レベル1PRAで得られた炉心損傷状態に至るすべての事故シークエンスを、事故の進展及び事故の緩和操作の類似性からプラント損傷状態に分類することにより、プラント損傷状態の考え方を示し、プラント損傷状態の一覧、内部事象運転時レベル1の事故シークエンスに対するプラント損傷状態の分類結果、及び内部事象運転時レベル1結果との関係を整理した。 (4.1.1.b. ①プラント損傷状態の一覧) ②プラント損傷状態ごとの発生頻度を表に整理した。 (4.1.1.b. ②プラント損傷状態ごとの発生頻度)	①内部事象運転時レベル1PRAで得られた炉心損傷状態に至るすべての事故シークエンスを事故の進展及び事故の緩和操作の類似性からプラント損傷状態に分類し、一覧表で示した。なお、レベル1.5PRAでは炉心損傷時の格納容器内事故進展を把握するため、レベル1PRAのイベントツリーの炉心損傷シークエンスを一部細分化した。 (4.1.1.b. ①プラント損傷状態の一覧) ②プラント損傷状態ごとの発生頻度を表に整理した。 (4.1.1.b. ②プラント損傷状態ごとの発生頻度)	【女川】 ■記載表現の相違 【女川】 ■評価方針の相違 ・女川はレベル1PRAのイベントツリー構築時に原子炉格納容器内での事故進展を把握するための分岐を設け、レベル1.5PRA用のイベントツリーとしても活用している。泊はレベル1PRAで得られたイベントツリーを基にレベル1.5PRA用イベントツリーを構築している。（大飯と同様）
c. 格納容器破損モード ①格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明 ● 格納容器破損モード分類の考え方 ● 格納容器破損モードの一覧 ● 各破損モードに関する説明	①格納容器破損に至る負荷、格納容器構造健全性、格納容器バイパス事象及び格納容器隔離失敗事象について分析し、格納容器破損モードを設定し、概要とともに示した。	①事故進展図により、事象進展フェーズと格納容器への負荷の種類による分類の考え方を示し、その分類に応じた格納容器破損モードの一覧において各破損モードに関する説明をまとめた。 (4.1.1.c. 格納容器破損モード)	①事故進展図により、事象進展フェーズと格納容器への負荷の種類による分類の考え方を示し、その分類に応じた格納容器破損モードの一覧において各破損モードに関する説明をまとめた。 (4.1.1.c. 格納容器破損モード)	
d. 事故シークエンス ①格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス ● 格納容器イベントツリー構築の考え方 ● 格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明 ②格納容器イベントツリー ● 格納容器イベントツリーを構築するに当たって検討した、重要な物理化学現象、対処設備の作動・不作動、運転員操作（レベル1との整合性を含む）、ヘディング間の従属性 ● 格納容器イベントツリーの最終状態への健全な場合も含めた格納容器破損モードの割り付け結果	①②PDSごとに、原子炉停止系、炉心冷却系、崩壊熱除去系、工学的安全設備などの緩和設備の動作状態及び物理化学現象の発生状態から格納容器イベントツリーのヘディングを選定し、ヘディング間の従属性を分析して格納容器イベントツリーを構築し、格納容器イベントツリーの最終状態として格納容器破損モードの割り付け結果と併せて示した。	①格納容器イベントツリー構築の考え方、格納容器イベントツリー構築のプロセスを説明した。 (4.1.1.d. ①格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス) ②事故進展における物理化学現象及び事故の緩和手段の分析結果に基づき抽出したヘディングに対して、事象進展順等のヘディング間の相関を考慮してヘディング順序を決定することにより、格納容器イベントツリーを構築すると共に、格納容器イベントツリー最終状態に、健全な場合も含めて格納容器破損モードを割り付けた。 (4.1.1.d. ②格納容器イベントツリー)	①PDSごとに、原子炉停止系、炉心冷却系、崩壊熱除去系、工学的安全施設等の緩和設備の動作状態及び物理化学現象の発生状態を分析して、格納容器イベントツリーを構築した。 (4.1.1.d. ①格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス) ②事故進展における物理化学現象及び事故の緩和手段の分析結果に基づき抽出したヘディングに対して、事象進展順等のヘディング間の相関を考慮してヘディング順序を決定することにより、格納容器イベントツリーを構築すると共に、格納容器イベントツリー最終状態に、健全な場合も含めて格納容器破損モードを割り付けた。 (4.1.1.d. ②格納容器イベントツリー)	【女川】 ■記載方針の相違 ・記載充実のため（大飯と同様）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>e. 事故進展解析</p> <p>①解析対象とした事故シークエンスと対象事故シークエンスの説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 事故シークエンス選定の考え方 ● 事故進展解析の解析条件 ● 解析対象とした事故シークエンス一覧 ● 対象事故シークエンスの説明 ● 有効性評価の対象シークエンスとして選定した場合はその選定理由 <p>②事故シークエンスの解析結果</p>	<p>①CDFが大きく、そのPDSを代表し、かつ安全設備および事故時緩和と操作の時間余裕が厳しくなる事故進展の相対的に速いシークエンスを考慮して解析対象選定を行った。解析対象事故シークエンスについて解析結果とともにシークエンスの概要を示した。</p> <p>②解析対象とした事故シークエンスに対し、事故進展解析を実施した結果を整理した。</p>	<p>①操作の時間余裕の厳しさ又は緩和系が機能しない状態で格納容器が過圧又は過温破損に至るシークエンスを選定することを考え方として示し、事故進展解析の解析条件、解析対象とした事故シークエンス一覧、対象事故シークエンスの説明について整理した。（4.1.1.e. 事故進展解析）</p> <p>②事故進展解析を実施した結果得られる主要事象発生時刻や時間余裕の検討結果を整理した。（4.1.1.e. ②事故シークエンスの解析結果）</p>	<p>①CDFが大きく、そのPDSを代表し、かつ安全設備及び事故時緩和と操作の時間余裕が厳しくなる事故進展の相対的に速いシークエンスを考慮して解析対象選定を行った。事故進展解析の解析条件、解析対象とした事故シークエンス一覧、対象事故シークエンスの説明について整理した。（4.1.1.e. 事故進展解析）</p> <p>②事故進展解析を実施した結果得られる主要事象発生時刻やシビアアクシデント現象による原子炉格納容器負荷の評価結果を整理した。（4.1.1.e. ②事故シークエンスの解析結果）</p>	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価方針の相違 ・泊は各PDSにおける物理化学現象の発生の有無と格納容器への負荷を確認する観点で事故進展解析対象シークエンスを選定している。（大飯と同様） <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価方針の相違 ・泊は運転員による緩和系の復旧操作をレベル1.5PRAで考慮していないため、事故進展解析から緩和と操作の時間余裕の検討は実施していないが、格納容器内水素濃度や1次冷却材圧力等、格納容器内イベントツリーの分岐確率の算出に必要なパラメータを評価している。（大飯に記載はないが、同様の評価方針となっている）
<p>f. 格納容器破損頻度</p> <p>①格納容器破損頻度の評価方法</p> <p>②格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 分岐確率の算出方法 ● 格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率 <p>③格納容器破損頻度の評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 全格納容器破損頻度及び主要事故シークエンスと分析 ● 起因事象別格納容器破損頻度及び主要事故シークエンスと分析 ● 破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シークエンスと分析 	<p>①②格納容器イベントツリーの各ヘディングに対して、NUREG/CR-4700の手法を参考に、シビアアクシデント現象に関する知見や事故進展解析結果および工学的判断から定量的な分岐確率を算出した。</p> <p>③評価結果を整理し、全格納容器破損頻度、起因事象別格納容器破損頻度、プラント損傷状態別格納容器破損頻度、破損モード別格納容器破損頻度を整理し、主要な事故シークエンスの分析を実施した。</p>	<p>①格納容器イベントツリーの分岐に分岐確率値又はフォールトツリーを入力し、プラント損傷状態ごとに格納容器破損頻度を算出した。計算コードにはRiskSpectrum®PSAを用いた。（4.1.1.f. ①格納容器破損頻度の評価方法）</p> <p>②格納容器イベントツリーのヘディングの種類を、緩和操作と物理化学現象の2つに分類することにより、各々に対して、分岐確率の算出方法を整理し、分岐確率を求めた。（4.1.1.f. ②格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率）</p> <p>③全格納容器破損頻度及び主要事故シークエンスと分析、起因事象別格納容器破損頻度、破損モード別格納容器破損頻度の分析結果を整理した。（4.1.1.f. ③格納容器破損頻度の評価結果）</p>	<p>①格納容器イベントツリーの分岐に分岐確率値を入力し、プラント損傷状態ごとに格納容器破損頻度を算出した。計算コードにはCVETを用いた。（4.1.1.f. ①格納容器破損頻度の評価方法）</p> <p>②格納容器イベントツリーの各ヘディングに対して、NUREG/CR-4700の手法を参考に、シビアアクシデント現象に関する知見や事故進展解析結果及び工学的判断から定量的な分岐確率を算出した。（4.1.1.f. ②格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率）</p> <p>③評価結果を整理し、全格納容器破損頻度、起因事象別格納容器破損頻度、プラント損傷状態別格納容器破損頻度、破損モード別格納容器破損頻度を整理し、主要な事故シークエンスの分析を実施した。（4.1.1.f. ③格納容器破損頻度の評価結果）</p>	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価方針の相違 ・評価に用いる計算コードが異なる（大飯に記載はないが、泊と同様のソフトウェアを用いている） ・泊は運転員による緩和系の復旧操作をレベル1.5PRAで考慮していないため、物理化学現象の発生に関する分岐確率のみを格納容器イベントツリーの分岐に設定している。（大飯と同様） <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載表現の相違 ・記載の適正化（大飯と同様）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>g. 不確かさ解析及び感度解析</p> <p>①不確か解析結果</p> <p>②感度解析結果</p>	<p>①②PRA結果の活用目的である事故シーケンスグループ等の選定に係る格納容器破損頻度の相対的な割合の確認に際しての参考として不確かさ解析を実施した。</p> <p>また、対象項目として評価結果に影響を及ぼす可能性のある仮定、データ等を選定して感度解析を実施した。</p>	<p>①不確かさ解析を実施することにより、格納容器破損頻度の点推定値が、不確かさ解析による平均値と大きく相違しないことを確認した。(4.1.1.g. ①不確かさ解析)</p> <p>②外部電源復旧に関する感度解析を実施することにより、格納容器破損モード別格納容器破損割合、格納容器破損モード別格納容器破損頻度に大きな影響は無いことを確認した。</p> <p>(4.1.1.g. ②感度解析)</p>	<p>①不確かさ解析を実施することにより、格納容器破損頻度の点推定値が、不確かさ解析による平均値と大きく相違しないことを確認した。(4.1.1.g. ①不確かさ解析)</p> <p>②溶融物分散放出の分岐確率に関する感度解析を実施することにより、格納容器破損モード別格納容器破損割合、格納容器破損モード別格納容器破損頻度に大きな影響は無いことを確認した。</p> <p>(4.1.1.g. ②感度解析)</p>	<p>【女川】</p> <p>■評価方針の相違</p> <p>・着目するパラメータは異なるが、格納容器破損頻度に影響を与える可能性のある条件に着目した感度解析を実施しており、それぞれ影響が小さいことを確認している。</p> <p>(大飯に記載はないが、泊と同様の結果となっている)</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シナエンスグループ及び重要事故シナエンス等の選定について

別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>4. 2 外部事象（地震）</p> <p>a. プラントの構成、特性</p> <p>①対象プラントに関する説明</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 機器・系統配置、形状・設備容量、事故への対処操作、燃料及びデブリの移動経路など ● ウォークダウン実施の有無とウォークダウンの結果 <p>②地震により格納容器破損に至る事故シナリオ</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 格納容器損傷及びその波及的影響のシナリオの分析・選定とスクリーニングの説明 ● 事故シナリオと起因事象の分析結果 ● 建物・機器リストの作成結果 	<p>地震レベル1.5PRAについては、以下の理由により実施は困難な段階である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子力学会標準に一部手順が示されているのみであり、標準的なPRA手法が確立されていない。 ・原子炉格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷することが考えられるが、これらの損傷評価に関して、現時点では損傷箇所、損傷モード等を詳細に評価する知見がないことから、地震レベル1.5PRAの手法確立に向けた検討を実施中である。 <p>なお、炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象の進展は、地震及び津波等の外部事象起因であっても内部事象と同等と考えられ、格納容器破損モードは内部事象と同等と考えている。</p>	<p>地震レベル1.5PRAについては、以下の理由により実施は困難な段階である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・学会標準に一部手順が示されているのみであり、標準的なPRA手法が確立されていない。 ・格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷することが考えられるが、これらの損傷評価に関して、現時点では損傷箇所、損傷モード等を詳細に評価する知見がないことから、地震レベル1.5PRAの実施に向けた検討を始めたところである。 <p>なお、炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象の進展は、地震及び津波等の外部事象起因であっても内部事象と同等と考えられ、格納容器破損モードは内部事象と同等と考えている。</p>	<p>地震レベル1.5PRAについては、以下の理由により実施は困難な段階である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・学会標準に一部手順が示されているのみであり、標準的なPRA手法が確立されていない。 ・原子炉格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷することが考えられるが、これらの損傷評価に関して、現時点では損傷箇所、損傷モード等を詳細に評価する知見がないことから、地震レベル1.5PRAの実施に向けた検討を始めたところである。 <p>なお、炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象の進展は、地震及び津波等の外部事象起因であっても内部事象と同等と考えられ、格納容器破損モードは内部事象と同等と考えている。</p>	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■設備名称の相違 ・格納容器⇔原子炉格納容器 (以下、相違理由説明を省略) 【女川】 ■記載表現の相違 (以下、相違理由説明を省略)
<p>b. 地震ハザード</p> <p>①地震ハザード評価の方法</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 新規制基準（地震）にて策定された基準地震動の超過確率の算出に用いた地震ハザード評価に用いた手法 <p>②地震ハザード評価に当たっての主要な仮定</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 震源モデル、地震動伝播モデルの設定と各モデルの設定根拠及び不確かさ要因の分析結果の説明 ● 不確かさ要因の分析結果に基づいて作成したロジックツリーの明示とロジックツリーの各分岐において設定した重みの根拠の説明 <p>③地震ハザード評価結果</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 作成したロジックツリーを用いた地震ハザード曲線群の算出と、地震ハザード曲線群から求めた信頼度別ハザード曲線や平均ハザード曲線の説明 ● 地震ハザード評価結果に基づくフラジリティ評価用地震動の作成方法の説明 	<p>同上</p>	<p>同上</p>	<p>同上</p>	
<p>c. 建屋・機器のフラジリティ</p> <p>①評価対象と損傷モードの設定</p> <p>②フラジリティの評価方法の選択</p> <p>③フラジリティ評価上の主要な仮定（不確かさの設定、応答係数等）</p> <p>④フラジリティ評価における耐力情報</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価部位、損傷モード及びその耐力値と確率分布 ● 評価部位の材料と温度【構造損傷の場合】 ● 機能限界値の諸元【機能損傷の場合】 <p>⑤フラジリティ評価における応答情報</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 評価部位、損傷モード及びその応答値と確率分布 ● 基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答とその他の荷重条件による評価部位の応答の内訳【構造損傷の場合】 ● 基準地震動による地震力で発生する評価部位の応答【機能損傷の場合】 <p>⑥建物・機器のフラジリティ評価結果</p>	<p>同上</p>	<p>同上</p>	<p>同上</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
d. プラント損傷状態の分類及び発生頻度 ①プラント損傷状態の一覧 ● プラント損傷状態の考え方 ● プラント損傷状態の一覧 ● レベル1の事故シークエンスに対するプラント損傷状態の分類結果 ● レベル1結果との関係（レベル1の最終状態と分類が異なる場合） ②プラント損傷状態ごとの発生頻度	同上	地震レベル 1.5PRA については、以下の理由により実施は困難な段階である。 ・学会標準に一部手順が示されているのみであり、標準的なPRA手法が確立されていない。 ・格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷することが考えられるが、これらの損傷評価に関して、現時点では損傷箇所、損傷モード等を詳細に評価する知見がないことから、地震レベル 1.5PRA の実施に向けた検討を始めたところである。 なお、炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象の進展は、地震及び津波等の外部事象起因であっても内部事象と同等と考えられ、格納容器破損モードは内部事象と同等と考えている。	地震レベル 1.5PRA については、以下の理由により実施は困難な段階である。 ・学会標準に一部手順が示されているのみであり、標準的なPRA手法が確立されていない。 ・原子炉格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷することが考えられるが、これらの損傷評価に関して、現時点では損傷箇所、損傷モード等を詳細に評価する知見がないことから、地震レベル 1.5PRA の実施に向けた検討を始めたところである。 なお、炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象の進展は、地震及び津波等の外部事象起因であっても内部事象と同等と考えられ、格納容器破損モードは内部事象と同等と考えている。	【大飯】 ■記載方針の相違 ・女川実績の反映・泊は前ページと同様の記載を再掲しているが、大飯は「同上」と表記しており、説明内容に相違はない。 (以下、相違理由説明を省略)
e. 格納容器破損モード ①格納容器破損モードの一覧と各破損モードに関する説明 ● 格納容器破損モード分類の考え方 ● 格納容器破損モードの一覧 ● 各破損モードに関する説明	同上	同上	同上	
f. 事故シークエンス ①格納容器イベントツリー構築の考え方及びプロセス ● 格納容器イベントツリー構築の考え方 ● 格納容器イベントツリー構築のプロセスの説明 ②格納容器イベントツリー ● 格納容器イベントツリーを構築するに当たって検討した、重要な物理化学現象、対処設備の作動・不作用（レベル1との整合性を含む）、運転員操作、ヘディング間の従属性 ● 格納容器イベントツリーの最終状態への健全な場合も含めた格納容器破損モードの割り付け	同上	同上	同上	
g. 事故進展解析 ①解析対象とした事故シークエンスと対象事故シークエンスの説明 ● 事故シークエンス選定の考え方 ● 選定した事故シークエンスと説明 ● 事故進展解析の解析条件 ● 有効性評価の対象シークエンスとして選定した場合はその選定理由 ②事故シークエンスの解析結果	同上	同上	同上	
h. 格納容器破損頻度 ①格納容器破損頻度の評価方法 ②格納容器イベントツリーヘディングの分岐確率 ● 分岐確率の算出方法 ● 使用した分岐確率 ③格納容器破損頻度の評価結果 ● 全格納容器破損頻度及び主要事故シークエンスと分析 ● 起回事象別格納容器破損頻度及び主要事故シークエンスと分析 ● 破損モード別格納容器破損頻度及び主要事故シークエンスと分析	同上	同上	同上	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
i. 不確かさ解析及び感度解析 ①不確か解析結果 ②感度解析結果	同上	地震レベル 1.5PRA については、以下の理由により実施は困難な段階である。 ・学会標準に一部手順が示されているのみであり、標準的なPRA手法が確立されていない。 ・格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷することが考えられるが、これらの損傷評価に関して、現時点では損傷箇所、損傷モード等を詳細に評価する知見がないことから、地震レベル 1.5PRA の実施に向けた検討を始めたところである。 なお、炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象の進展は、地震及び津波等の外部事象起因であっても内部事象と同等と考えられ、格納容器破損モードは内部事象と同等と考えている。	地震レベル 1.5PRA については、以下の理由により実施は困難な段階である。 ・学会標準に一部手順が示されているのみであり、標準的なPRA手法が確立されていない。 ・原子炉格納容器や原子炉建屋等が地震動によって直接損傷することが考えられるが、これらの損傷評価に関して、現時点では損傷箇所、損傷モード等を詳細に評価する知見がないことから、地震レベル 1.5PRA の実施に向けた検討を始めたところである。 なお、炉心損傷後の格納容器内の物理化学現象の進展は、地震及び津波等の外部事象起因であっても内部事象と同等と考えられ、格納容器破損モードは内部事象と同等と考えている。	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別紙16 「PRAの説明における参照事項(平成25年9月原子力規制庁)」への泊発電所3号炉の対応状況

「PRAの説明における参照事項」の記載内容	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
5. その他 a. 専門家判断 ①専門家判断を用いた事項と専門家判断の結果 ②専門家判断の導出のプロセス	①評価上の仮定及び計算の妥当性について判断する際に、専門家判断を実施した。 ②関連する分野に深い知識や経験を有するものを選任し、専門家判断を実施した。	①評価上の仮定及び計算が適切かどうかを判断する場合、専門家判断を実施した。 ②関連する分野に深い知識や経験を有するものを選任し、専門家判断を実施した。	①評価上の仮定及び計算が適切かどうかを判断する場合、専門家判断を実施した。 ②関連する分野に深い知識や経験を有するものを選任し、専門家判断を実施した。	
b. ビアレビュー ①ビアレビューチーム及びメンバー構成 ● 海外の専門家も含めたメンバーであること ②ビアレビューの手順 ③ビアレビューの結果 ④ビアレビュー結果のPRAへの反映状況	①レビューアの選定に当たっては、専門性、経験、独立性及び公正性の4つの要素を考慮して選定した。 また、今回実施したビアレビュー実施方法を含め、PRA全般を俯瞰した視点から改善事項を抽出する観点でPRAの経験豊富な海外レビューアを招聘し、米国でのPRA実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。 ②オンサイトレビューを効率的に実施するために、各レビューアに事前にPRAの概要資料を提出し、全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理する期間を設けた。オンサイトレビューに際しては、適宜PRA実施者と質疑応答を行い、具体的な内容・課題を共有しながら進めた。 ③学会標準に適合していない又は評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は0件であり、評価手法において技術的な問題が無いことが確認された。また、システム解析及び文書化に関して「良好事例」が挙げられた。	①レビューアの選定に当たっては、専門性、経験、独立性及び公正性の4つの要素を考慮して選定している。 ●今回実施したレビュー実施方法を含め、PRA全般を俯瞰した視点から改善事項を抽出する観点でPRAの経験豊富な海外レビューアを招聘し、米国でのPRA実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。 ②オンサイトレビューを効率的・効果的に実施するために、各レビューアに事前にPRAの概要資料を提出し、全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理する期間を設けた。オンサイトレビューに際しては、適宜PRA実施者と質疑応答を行い、具体的な内容・課題を共有しながら進めた。 ③学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は0件であり、今回実施したPRAの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことが確認された。	①レビューアの選定に当たっては、専門性、経験、独立性及び公正性の4つの要素を考慮して選定した。 ●今回実施したレビュー実施方法を含め、PRA全般を俯瞰した視点から改善事項を抽出する観点でPRAの経験豊富な海外レビューアを招聘し、米国でのPRA実施状況との比較に基づく助言を得ることとした。 ②オンサイトレビューを効率的・効果的に実施するために、各レビューアに事前にPRAの概要資料を提出し、全体の内容把握及びオンサイトレビューにおいて重点的に内容を確認する項目の抽出・整理する期間を設けた。オンサイトレビューに際しては、適宜PRA実施者と質疑応答を行い、具体的な内容・課題を共有しながら進めた。 ③学会標準への不適合や評価手法に問題があるとされる「指摘事項」は0件であり、今回実施したPRAの評価結果に影響を及ぼすような技術的な問題点がないことが確認された。また、システム解析及び文書化に関して「良好事例」が挙げられた。	【女川】 ■記載方針の相違 ・記載充実のため（大飯と同様） 【女川】 ■記載方針の相違 ・記載充実のため（大飯と同様） 【女川】 ■個別評価による相違 ・推奨事項の件数
c. 品質保証 ①PRAを実施するに当たって行った品質保証活動 ● PRAの実施体制 ● 更新、記録管理体制	①PRAの実施に当たっては、PRAを含む関連分野に深い知識、経験を有するものを選定した。 また、解析をメーカーに委託する場合は社内標準に基づき適切に実施している。 また、文書化、記録等の管理体制及び管理方法についても社内標準に従い適切に行っている。	①品質保証活動に基づく社内基準に従ってPRAを実施した。 ●実施に当たってはPRAを含む関連分野に深い知識、経験を有する者を選定した。 また、解析をメーカー委託する場合は社内基準に基づき適切に実施している。 ●文書化、記録等の管理体制及び管理方法は社内基準に従って適切に行っている。	①品質保証活動に基づく社内基準に従ってPRAを実施した。 ●実施に当たってはPRAを含む関連分野に深い知識、経験を有する者を選定した。 また、解析をメーカー委託する場合は社内基準に基づき適切に実施している。 ●文書化、記録等の管理体制及び管理方法は社内基準に従って適切に行っている。	

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

比較結果等を取りまとめた資料

1. 先行審査実績を踏まえた泊3号炉まとめ資料の変更状況(2017年3月以降)

1-1) 設計方針・運用・体制などを変更し、まとめ資料を修正した箇所と理由

- a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの：なし
- b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの：なし
- c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの：なし
- d. 当社が自主的に変更したもの：なし

1-2) 設計方針・運用・体制を変更するものではないが、まとめ資料の記載を充実を行った箇所と理由

- a. 大飯3/4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの：なし
- b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの：まとめ資料全般に対して、女川2号炉審査実績の反映を行った
- c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの：なし
- d. 当社が自主的に変更したもの：なし

2. まとめ資料との比較結果の概要

- ・比較の結果、内部事象出力運転時レベル1 PRAの評価プロセスについては、女川2号炉及び大飯3/4号炉と同等であることを確認した。
- ・内部事象運転時レベル1 PRAの結果、抽出された事故シーケンスは大飯3/4号炉と同様であった。
- ・起因事象別炉心損傷頻度については、大飯3/4号炉と同様に原子炉補機冷却機能喪失が全炉心損傷頻度に対して最も寄与割合が高くなる傾向となったが、泊3号炉は原子炉補機冷却機能喪失時のRCPシールLOCA発生確率を保守的に1.0と設定しているため（耐熱Oリングの設計相違による）、全炉心損傷頻度に対する原子炉補機冷却機能喪失の寄与割合が大飯3/4号炉よりも高くなっている（玄海及び伊方と同様）。
- ・女川2号炉及び大飯発電所3/4号炉との設計方針の相違点について、以下に取り纏めた。

項目	詳細項目	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2. 事故シーケンスグループ等の選定に係るPRAの実施範囲・評価対象・実施手法	PRAの実施範囲・評価対象・実施手法	(該当記載なし)	評価の対象とするプラント状態は、通商産業省「原子力発電所内におけるアクシデントマネジメントの整備について」(平成4年7月)(以下「AM要請」という。)以前の状態とした。(AM要請以降に整備したアクシデントマネジメント策には期待しないことを前提に評価を行う)	評価の対象とするプラント状態は、これまで整備してきたアクシデントマネジメント策には期待しないことを前提としたプラント状態とした。	【女川】 ・泊(平成4年以降の設置プラント)は運転開始時点よりアクシデントマネジメント策を整備していることから、女川と記載表現が相違している

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

項目	詳細項目	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2. 事故シーケンスグループ等の選定に係る PRA の実施範囲・評価対象・実施手法	PRA の実施範囲・評価対象・実施手法	(該当記載なし)	給復水系による冷却や、外部電源の復旧など、AM 要請以前より運用されている通常の操作・対応や、非常用炉心冷却系の手動起動などの AM 要請以前より設備の設計方針の前提として考慮され、手順があるものについては、重大事故対応を目的として特別に整備したものではないことから、評価対象として含める	作動信号失敗時の手動信号や自動作動失敗時の手動作動等の設計基準事故対処設備の機能を維持させるためのバックアップ操作は、設備の設計方針の前提として考慮され、手順があるものについては、重大事故対応を目的として特別に整備したものではないことから、評価対象として含める	【女川】 ・炉型の相違により PRA において期待しているバックアップ操作が相違している（大飯に記載はないが、泊と同様の方針となっている） 【大飯】 ・泊は女川実績の反映により PRA の評価対象を別添に記載
3.1.1.a. 対象プラント	対象とするプラントの説明	PRA で考慮する設備： ・原子炉停止に関する系統 他 PRA に影響する特徴： ・充てん/高圧注入ポンプの分離 ・高圧注入ポンプによる高圧再循環運転時は余熱除去ポンプによるブースティングが不要（非ブースティングプラント）	PRA で考慮する設備： ・原子炉停止機能に関する系統 他	PRA で考慮する設備： ・原子炉停止機能に関する系統 他 PRA に影響する特徴： ・充てん/高圧注入ポンプの分離 ・高圧注入ポンプによる高圧再循環運転時は余熱除去ポンプによるブースティングが不要（非ブースティングプラント） ・ほう酸注入タンクの設置 ・RCP シールに国内製耐熱リングを採用 ・計測制御設備の総合デジタル化	【女川】 ・炉型、プラントの相違により実設備が異なる ・大飯の反映により PRA に影響する特徴を記載 【大飯】 ・泊はほう酸注入タンクを設置している（高浜、川内と同様）。RCP シールに国内耐熱性リングを採用しており、RCP シール LOCA の発生確率を 1.0 としている（伊方、玄海と同様）。また、計測制御設備の総合デジタル化を図っており、大飯と PRA モデルが異なる。
3.1.1.b. 起回事象	評価対象とした起回事象及び発生頻度	・大破断 LOCA 2.2×10^{-5} (/炉年) 他 (詳細は第 3.1.1.b-7 表を参照)	・非隔離事象 1.7×10^{-1} (/炉年) 他 (詳細は第 3.1.1.b-5 表を参照)	・大破断 LOCA 2.2×10^{-5} (/炉年) 他 (詳細は第 3.1.1.b-5 表を参照)	【女川】【大飯】 ・炉型、個別評価による相違により第 3.1.1.b-5 表で整理した評価対象の起回事象や発生頻度が異なる（評価対象の起回事象は大飯と同様）
3.1.1.b. 起回事象	起回事象発生頻度評価方法	・国内 PWR 及び米国 PWR ともに発生実績のない起回事象は、国内と米国の運転実績を適用	・国内 BWR の運転実績に基づいて算定	・国内 PWR 及び米国 PWR ともに発生実績のない起回事象は、国内と米国の運転実績を適用	【女川】 ・泊はレベル1 PSA 学会標準に基づき、現実的な評価を実施するとの観点から、PRA に係る基本設計である1次冷却材系や安全系の構成、容量が、日本と米国で大きな差異がないことを踏まえ、国内及び米国の運転実績を適用している（大飯と同様）

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

項目	詳細項目	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
3.1.1.c. 成功基準	炉心損傷の定義	<p>○一般的な炉心損傷判定条件</p> <p>事故時に炉心冷却に必要な安全機能が不十分であることによって、炉心の一部の燃料被覆管表面温度が1,200℃を超えると評価される状態。</p> <p>○LOCA時原子炉格納容器内除熱シナリオにおける炉心損傷判定条件</p> <p>原子炉格納容器が破損し、格納容器再循環サンプル水の温度が100℃以上と評価される状態。</p> <p>○2次冷却系による除熱シナリオ成功の判定条件（LOCA時を除く）</p> <p>2次側の除熱機能が確保され、崩壊熱を有効に除去することで、炉心露出に至らないと評価される状態。</p>	<p>次の条件を満足できない場合、炉心損傷と判定する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下であること。 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。 	<p>○一般的な炉心損傷判定条件</p> <p>事故時に炉心冷却に必要な安全機能が不十分であることによって、炉心の一部の燃料被覆管表面温度が1,200℃を超えると評価される状態。</p> <p>○LOCA時原子炉格納容器内除熱シナリオにおける炉心損傷判定条件</p> <p>原子炉格納容器が破損し、格納容器再循環サンプル水の温度が100℃以上と評価される状態。</p> <p>○2次冷却系による除熱シナリオ成功の判定条件（LOCA時を除く）</p> <p>2次側の除熱機能が確保され、崩壊熱を有効に除去することで、炉心露出に至らないと評価される状態。</p>	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> 泊はレベル1 PSA 学会標準の炉心損傷判定条件に基づいて設定している（大飯と同様） 【女川】 泊は LOCA 時原子炉格納容器内除熱シナリオは先行して格納容器が破損し格納容器再循環サンプル水が減圧沸騰して冷却材が喪失することで最終的に炉心損傷に至るシナリオを想定しているため左記の条件を用いている。また、2次冷却系による除熱シナリオでは炉心露出に至らず給水可能な健全ループでの自然循環冷却が確保され蒸気発生器の保有水が回復傾向にあれば十分崩壊熱除去が可能で長期的に炉心損傷に至らないとして左記の条件を用いている（大飯と同様）
	起因事象ごとの成功基準	<ul style="list-style-type: none"> 起因事象ごとの成功基準については、詳細は第3.1.1.c-1表を参照 	<ul style="list-style-type: none"> 起因事象ごとの成功基準については、詳細は第3.1.1.c-1表を参照 	<ul style="list-style-type: none"> 起因事象ごとの成功基準については、詳細は第3.1.1.c-1表を参照 	<p>【女川】【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> 炉型、プラントの相違により第3.1.1.c-1表で整理した評価対象の起因事象や緩和手段が異なるため、成功基準が異なる
	余裕時間	<ul style="list-style-type: none"> 2次冷却系の破断発生時破断ループの隔離 20分 蒸気発生器伝熱管破損（SGTR）発生時の隔離 30分 補機冷却系の負荷制限 30分 	<ul style="list-style-type: none"> 注水に関する手動バックアップ 30分 原子炉注水後の残留熱除去系による格納容器除熱操作 8時間 	<ul style="list-style-type: none"> LOCA時注入モードから再循環モードへの切替え操作 30分 2次冷却系の破断発生時破断ループの隔離 20分 蒸気発生器伝熱管破損（SGTR）発生時の隔離 30分 補機冷却系の負荷制限 30分 	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> 炉型の相違により評価対象とした緩和手段や余裕時間が異なる 【大飯】 泊は注入モードから再循環モードへ切り替える際再循環自動切替信号発信後に運転員による許可操作を行う必要があるため LOCA 時の余裕時間を考慮している（運転員による操作が必要であり LOCA 時の余裕時間を考慮している点は伊方、玄海と同様）
	成功基準設定のための熱水力解析	<ul style="list-style-type: none"> 大破断 LOCA 時の ECCS 注水機能等に関する熱水力解析を実施しており、使用した解析コードの検証性を確認している 	<ul style="list-style-type: none"> 過渡変化時の炉心冷却機能等に関する熱水力解析等を実施しており、使用した解析コードの検証性を確認している 	<ul style="list-style-type: none"> 大破断 LOCA 時の ECCS 注水機能等に関する熱水力解析等を実施しており、使用した解析コードの検証性を確認している 	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> 炉型の相違により事象進展や評価対象とした緩和手段が異なるため、熱水力解析が異なる（大飯と同様）

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

項目	詳細項目	大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
3.1.1.d. 事故シーケンス	イベントツリー	<p>第3.1.1.d-1(a) 図 大破断LOCAイベントツリー</p>	<p>第3.1.1.d-1(b) 図 大破断LOCAイベントツリー</p>	<p>第3.1.1.d-1(a) 図 大破断LOCAイベントツリー</p>	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・炉型の相違によりイベントツリーが異なる（大飯と同様） <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は女川実績の反映により、抽出された事故シーケンスについて事故シーケンスグループの分類を追記している
3.1.1.e. システム信頼性	評価対象としたシステム	<p>【フロントライン系】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉停止系 他 <p>【サポート系】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電源系 他 	<p>【フロントライン系】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・スクラム系 他 <p>【サポート系】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・交流電源系 他 	<p>【フロントライン系】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉停止系 他 <p>【サポート系】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電源系 他 	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・炉型の相違により評価対象システムが異なる（大飯と同様）
	システム信頼性評価の結果	(該当記載なし)	<p>システムの代表的なフォールトツリーの非信頼度：</p> <ul style="list-style-type: none"> ・HPCS 2.3×10^{-3}（起因事象はLOCA）他 <p>（詳細は第3.1.1.e-3表を参照）</p>	<p>システムの代表的なフォールトツリーの非信頼度：</p> <ul style="list-style-type: none"> ・補助給水 4.6×10^{-3}（起因事象はLOCA）他 <p>（詳細は第3.1.1.e-5表を参照）</p>	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・炉型の相違により評価結果が異なる <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は女川実績の反映により、システムの代表的なフォールトツリーの非信頼度を記載している
	システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度	<ul style="list-style-type: none"> ・RCPシールLOCA発生確率 0.21 	<ul style="list-style-type: none"> ・制御棒挿入失敗確率 他 	<ul style="list-style-type: none"> ・RCPシールLOCA発生確率 1.0 	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・評価対象としたシステムの相違により評価結果が異なる（大飯と同様） <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設計の相違による発生確率の相違（伊方、玄海と同様）

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

項目	詳細項目	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
3.1.1.f. 信頼性パラメータ	機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率	・機器の復旧には期待しない	・機器（外部電源）の復旧に期待する	・機器の復旧には期待しない	【女川】 ・泊は故障した機器の使命時間中の復旧には期待していない（大飯と同様）
	待機除外確率	・試験による待機除外確率及び保守による待機除外確率を評価	・保守による待機除外確率を評価	・試験による待機除外確率及び保守による待機除外確率を評価	【女川】 ・泊は定期試験時に当該システムの機能を果たすことができない試験に対して試験による待機除外のモデル化を行っている。また、泊は保安規定に定めるLOCOの逸脱時に要求される措置として実施する「保守作業」に伴う待機除外時間として、要求される措置の完了時間（許容待機除外時間：AOT）を適用して待機除外確率を算出している。（大飯と同様）
	共通要因故障の評価方法	・以下の4つの条件を同時に満たす独立故障のグループに対して、共通要因故障の適用を検討した。 (1) 同一系統 (2) 冗長の機能を有する同種機器 (3) 起回事象発生前の運転状態が同一 (4) 同一故障モード ・動的機器の動的故障モードについては、共通要因故障が発生する可能性が比較的高いと考えられることから、上記条件を満たすものに対しては共通要因故障を考慮している。また、動的機器の静的故障モード及び静的機器については、故障実績があるものに対して共通要因故障を考慮した。	・動的機器の静的故障モード、静的機器の各故障モード及び複数機器の故障発生の可能性が低いと判断できる機器の故障については除外した。	・以下の4つの条件を同時に満たす独立故障のグループに対して、共通要因故障の適用を検討した。 (1) 同一系統 (2) 冗長の機能を有する同種機器 (3) 起回事象発生前の運転状態が同一 (4) 同一故障モード ・動的機器の動的故障モードについては、共通要因故障が発生する可能性が比較的高いと考えられることから、上記条件を満たすものに対しては共通要因故障を考慮している。また、動的機器の静的故障モード及び静的機器については、故障実績があるものに対して共通要因故障を考慮した。	【女川】 ・泊は左記の(1)～(4)の条件に従い共通要因故障を考慮している（大飯と同様） 【女川】 ・静的機器の各故障モードを除外している点は同様だが、動的機器については泊は故障実績として、文献[U.S. Nuclear Regulatory Commission, "CCF Parameter Estimations 2010 Update"]における共通要因故障パラメータの記載の有無やNUCIAでの共通要因故障の報告事例の有無を確認しモデル化対象を同定している（大飯と同様）
共通要因故障パラメータ	・米国で公開され、PRAでの使用実績があるNUREG/CR-5497（レベル1PSA学会標準推奨データベース）の改訂版である「CCF Parameter Estimations 2010」に記載されるMGLパラメータを使用	・米国で公開され、あるいはPRAでの使用実績がある文献や既往のPRA研究などから、妥当と考えられるパラメータを使用	・米国で公開され、PRAでの使用実績があるNUREG/CR-5497（レベル1PSA学会標準推奨データベース）の改訂版である「CCF Parameter Estimations 2010」に記載されるMGLパラメータを使用	【女川】 ・使用している共通要因故障パラメータの相違（大飯と同様）	

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

項目	詳細項目	大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
3.1.1.g. 人的過誤	操作失敗	(該当記載なし)	・操作失敗については、THERPの「手動操作のコミッションエラー」として評価している。	・操作失敗については、オMISSIONエラー及びコミッションエラーのTHERP表を用いて評価している。	【女川】 ・泊はオMISSIONエラーを考慮している 【大飯】 ・泊は女川実績の反映により、操作失敗についてオMISSIONエラー及びコミッションエラーを考慮していることを記載している
	読取失敗	・事故時運転手順書に「～を確認する。」のような記載があり、かつ、それに付帯した機器等の操作がある場合は、その確認を「読取」として扱い、同定対象とする。	(該当記載なし)	・事故時運転手順書に「～を確認する。」のような記載があり、かつ、それに付帯した機器等の操作がある場合は、その確認を「読取」として扱い、同定対象とする。	【女川】 ・泊は事故時運転手順書にて計器等の確認操作を定めておりその人的過誤を読取失敗として考慮している（大飯と同様）
3.1.1.h. 炉心損傷頻度	事故シーケンスグループの選定	(該当記載なし)	・原子炉停止機能喪失/TC ・高圧・低圧注水機能喪失/TQUV ・高圧注水・減圧機能喪失/TQUX ・LOCA時注水機能喪失 大破断LOCA後の炉心冷却失敗/AE, 中破断LOCA後の炉心冷却失敗/S1E, 小破断LOCA後の炉心冷却失敗/S2E, ・格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA ・崩壊熱除去機能喪失/TW ・全交流動力電源喪失/TB 長期TB, TBD, TBU, TBP	・原子炉停止機能喪失 ・2次冷却系からの除熱機能喪失 ・ECCS注水機能喪失 ・ECCS再循環機能喪失 ・原子炉格納容器の除熱機能喪失 ・格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA、蒸気発生器伝熱管破損） ・全交流動力電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失	【女川】 ・炉型の相違により考慮する事故シーケンスグループ及び抽出される事故シーケンスが相違している（大飯に記載はないが泊と同様の結果となっている） 【大飯】 ・泊は女川実績の反映により、事故シーケンスグループを記載している
	炉心損傷頻度	全炉心損傷頻度：6.4×10 ⁻⁶ （/炉年）	全炉心損傷頻度：5.5×10 ⁻⁶ （/炉年）	全炉心損傷頻度：2.3×10 ⁻⁴ （/炉年）	【女川】【大飯】 ・設計及び評価手法の相違により、炉心損傷頻度の結果が相違している
重要度解析、不確かさ解析及び感度解析	感度解析項目 ・ドミナントシーケンスへのSA対策反映 ・プラント固有データの反映 ・インターフェイスシステムLOCAの発生頻度	感度解析項目 ・外部電源復旧の有無 ・プラント固有データの反映	感度解析項目 ・RCPシールLOCAの発生確率変更 ・インターフェイスシステムLOCAの発生頻度	【女川】【大飯】 ・泊は全炉心損傷頻度に対して寄与割合の大きいRCPシールLOCAの発生確率に対して感度解析を実施している（伊方、玄海と同様）。また、過去のPWRへのコメントを踏まえ、インターフェイスシステムLOCAの発生条件を有効性評価と整合させた場合の解析を実施している（伊方、玄海、大飯と同様）。泊は運転実績が少ないため、プラント固有データを用いた統計処理による感度解析は実施していない。	

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

第37条 付録1 事故シナシナグループ及び重要事故シナシナ等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>1. PRA実施の目的</p> <p>本PRAは、「実用発電用原子炉及びその付属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成25年6月19日）（以下「解釈」という。）第3章第37条に基づいて実施したものである。</p> <p>本PRAの結果は、解釈第3章第37条において炉心損傷防止対策等の有効性評価の対象として定められている必ず想定する事故シナシナグループ等に追加して評価すべき事故シナシナグループ等の抽出及び重要事故シナシナ等の選定に活用する。</p> <p>2. 事故シナシナグループ等の選定に係るPRAの実施範囲・評価対象・実施手法</p> <p>PRAの実施範囲は、日本原子力学会において実施基準が標準化されているなど、現段階で実施可能な、内部事象レベル1（出力運転時、停止時）、内部事象レベル1.5（出力運転時）、外部事象として地震レベル1及び津波レベル1とした。</p> <p>評価の対象とするプラント状態は、通商産業省「原子力発電所内におけるアクシデントマネジメントの整備について」（平成4年7月）（以下「AM要請」という。）以前の状態とした。</p> <p>これは、今回のPRAの目的が、設計基準事象を超えた重大事故に対する有効性評価を行うための事故シナシナグループ等の抽出及び重要事故シナシナ等の選定であることに鑑み、設計基準設備による対応を基本とし、AM要請以降に整備したアクシデントマネジメント策には期待しないことを前提に評価を行うこととしたものである。</p>	<p>1. PRA実施の目的</p> <p>本PRAは、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成25年6月19日）（以下「解釈」という。）第3章第37条に基づいて実施したものである。</p> <p>本PRAの結果は、解釈第3章第37条において炉心損傷防止対策等の有効性評価の対象として定められている必ず想定する事故シナシナグループ等に追加して評価すべき事故シナシナグループ等の抽出及び重要事故シナシナ等の選定に活用する。</p> <p>2. 事故シナシナグループ等の選定に係るPRAの実施範囲・評価対象・実施手法</p> <p>PRAの実施範囲は、日本原子力学会において実施基準が標準化されている等、現段階で実施可能な、内部事象レベル1（出力運転時、停止時）、内部事象レベル1.5（出力運転時）、外部事象として地震レベル1及び津波レベル1とした。</p> <p>評価の対象とするプラント状態は、今回のPRAの目的が、設計基準事象を超えた重大事故に対応する重大事故等対策の有効性評価を行うための事故シナシナグループ等の抽出及び重要事故シナシナ等の選定であることに鑑み、設計基準事故対処設備による対応を基本とし、これまで整備してきたアクシデントマネジメント策には期待しないことを前提としたプラント状態とした。</p>	<p>【大飯】</p> <p>■記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川実績の反映 ・泊は1.にPRA実施の目的を記載している <p>【大飯】</p> <p>■記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川実績の反映 ・泊は2.にPRAの実施範囲・評価対象・実施方法を記載している <p>【女川】</p> <p>■記載表現の相違</p> <p>（以下、相違理由説明を省略）</p> <p>【女川】</p> <p>■記載内容の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設計の相違に伴う記載内容の相違 ・泊（平成4年以降の設置プラント）は運転開始時点よりアクシデントマネジメント策を整備している <p>【女川】</p> <p>■記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は解釈第3章第37条に従い、PRAの目的が重大事故等対策の有効性評価を行うための事故シナシナグループ及び事故シナシナの抽出である

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

第37条 付録1 事故シナシスグループ及び重要事故シナシス等の選定について
 別添 3. レベル1PRA 3.1 内部事象PRA 3.1.1 出力運転時PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1. レベル1PRA 1.1 内部事象PRA 1.1.1 出力運転時PRA 出力運転時PRAは、一般社団法人 日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル1PSA編）：2008（以下「レベル1PSA学会標準」という。）」を参考に評価を実施し、各実施項目については「PRAの説明における参照事項」（原子力規制庁平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第1.1.1-1図に示す。</p> <p>1.1.1.a 対象プラント ① 対象とするプラントの説明 (1) プラント情報の収集及び分析</p> <p>内部事象出力時レベル1PRA実施に当たり必要とされる設計、運転管理に関する情報を把握するため、以下の本プラントの設計、運転管理、保守管理の情報をPRAの目的に応じて調査し、収集した。</p>	<p>なお、給復水系による冷却や、外部電源の復旧など、AM要請以前より運用されている通常の操作・対応や、非常用炉心冷却系の手動起動などのAM要請以前より設備の設計方針の前提として考慮され、手順があるものについては、重大事故対応を目的として特別に整備したものではないことから、評価対象として含めることとした。また、地震及び津波のPRAについては、これまでに整備し今後整備していく設計基準対象施設を考慮している。</p> <p>3. レベル1PRA 3.1 内部事象PRA 3.1.1 出力運転時PRA 出力運転時PRAは、一般社団法人 日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル1PSA編）：2008（以下「レベル1PSA学会標準」という。）」を参考に評価を実施し、各実施項目については「PRAの説明における参照事項」（原子力規制庁平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第3.1.1-1図に示す。</p> <p>3.1.1.a 対象プラント ① 対象とするプラントの説明 (1) プラント情報の収集・分析</p> <p>内部事象出力運転時レベル1PRAの実施に当たり必要とされる設計、運転管理に関する情報を把握するため、以下の本プラントの設計、運転・保守管理の情報をPRAの目的に応じて調査・収集した。</p>	<p>なお、作動信号失敗時の手動信号や自動作動失敗時の手動作動等の設計基準事故対処設備の機能を維持させるためのバックアップ操作は、設備の設計方針の前提として考慮され、手順があるものについては、重大事故対応を目的として特別に整備したものではないことから、評価対象として含めることとした。また、地震及び津波のPRAについては、これまでに整備し今後整備していく設計基準対象施設を考慮している。</p> <p>3. レベル1PRA 3.1 内部事象PRA 3.1.1 出力運転時PRA 出力運転時PRAは、一般社団法人 日本原子力学会が発行した「原子力発電所の出力運転状態を対象とした確率論的安全評価に関する実施基準（レベル1PSA編）：2008」（以下「レベル1PSA学会標準」という。）を参考に評価を実施し、各実施項目については「PRAの説明における参照事項」（原子力規制庁平成25年9月）の記載事項への適合性を確認した。評価フローを第3.1.1-1図に示す。</p> <p>3.1.1.a 対象プラント ① 対象とするプラントの説明 (1) プラント情報の収集・分析</p> <p>内部事象出力運転時レベル1PRAの実施に当たり必要とされる設計、運転管理に関する情報を把握するため、以下の本プラントの設計、運転・保守管理の情報をPRAの目的に応じて調査・収集した。</p>	<p>と記載している</p> <p>【女川】 ■個別評価による相違 ・PRAにおいて期待しているバックアップ操作が相違している（大飯に記載はないが、泊と同様の方針となっている）</p> <p>【大飯】 ■付番の相違 ・女川実績反映による項目番号の相違 （以下、相違理由説明を省略）</p> <p>【大飯】 ■付番の相違 ・女川実績反映による図番の相違 （以下、相違理由説明を省略）</p> <p>【大飯】 ■記載表現の相違 ・女川実績の反映 （以下、相違理由説明を省略）</p> <p>【女川】 ■記載表現の相違 （以下、相違理由説明を省略）</p>

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

第37条 付録1 事故シナシグループ及び重要事故シナシ等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>— PRA実施に当たり必要とされる基本的な情報（設計情報、運転管理情報、保守管理情報等）</p> <p>— 定量化に当たり必要とされる情報（機器故障率、起因事象発生に関する運転経験等）</p> <p>本プラントについて入手した図書類を、第1.1.1.a-1表に示す。</p> <p>また、a.項にレベル1 PRAにおいて重要となる安全系、サポート系及び電源等の系統設備構成について示し、b項にレベル1.5 PRAにおいて重要となる原子炉格納施設の構成について示す。以下に本プラントの基本仕様を示す。</p> <p>・出力</p> <ul style="list-style-type: none"> — 熱出力 3,423MWt — 電気出力 1,180MWe <p>・プラント型式 — 加圧水型4ループプラント</p> <p>・原子炉格納容器型式 — 上部半球円筒型（PCCV）</p> <p>a. 主要な設備の構成及び特性</p> <p>本プラントのPRAに係るプラントの基本設計は、次に説明する主要な1次冷却系及び安全系により構成される。第1.1.1.a-1図に本プラントの1次冷却設備を、第1.1.1.a-2図に工学的安全施設の概要を示す。また、第1.1.1.a-2表に系統設備概要を示す。</p> <p>(a) 原子炉停止に関する系統（第1.1.1.a-3図、第1.1.1.a-4図）</p> <p>原子炉停止に関する系統は、制御棒の自重落下により負の反応度添加を行う原子炉保護系（原子炉トリップ系）とほう酸水を炉心に注入し負の反応度を添加する化学体積制御系から構成される。</p>	<p>・PRA実施にあたり必要とされる基本的な情報（設計情報、運転・保守管理情報等）</p> <p>・定量化にあたり必要とされる情報（機器故障、起因事象発生に関する運転経験等）</p> <p>本プラントについて入手した図書類を、第3.1.1.a-1表に示す。</p> <p>また、a.項にレベル1 PRAにおいて重要となる安全系、サポート系及び電源等の系統設備構成について示し、b.項にレベル1.5 PRAにおいて重要となる原子炉格納容器（以下「格納容器」という。）の構成について示す。以下に本プラントの基本仕様を示す。</p> <p>・出力</p> <ul style="list-style-type: none"> — 熱出力 2,436MWt — 電気出力 825MWe <p>・プラント型式 — 沸騰水型BWR-5</p> <p>・格納容器型式 — 圧力抑制形（マークI改良型）</p> <p>a. 主要な設備の構成・特性</p> <p>本プラントのPRAに係るプラントの基本設計は、次に説明する主要な安全系統により構成される。第3.1.1.a-1図に本プラントの主要設備の概要を示す。また、第3.1.1.a-2表に系統設備概要を示す。</p> <p>(a) 原子炉停止機能に関する系統</p> <p>通常運転時は、原子炉再循環流量制御系とあいまって、制御棒及び制御棒駆動系からなる反応度制御系により、原子炉の出力の調整を行う。原子炉起動時・停止時にも、反応度制御系を利用する。異常時にあつては、以下の系統により原子炉を停止する。</p> <p>1) 制御棒及び制御棒駆動系（スクラム系）（第3.1.1.a-2, 3図）</p>	<p>・PRA実施に当たり必要とされる基本的な情報（設計情報、運転・保守管理情報等）</p> <p>・定量化に当たり必要とされる情報（機器故障、起因事象発生に関する運転経験等）</p> <p>本プラントについて入手した図書類を第3.1.1.a-1表に示す。</p> <p>また、a.項にレベル1 PRAにおいて重要となる安全系、サポート系、電源等の系統設備構成について示し、b.項にレベル1.5 PRAにおいて重要となる原子炉格納施設の構成について示す。以下に本プラントの基本仕様を示す。</p> <p>・出力</p> <ul style="list-style-type: none"> — 熱出力 2,660MWt — 電気出力 912MWe <p>・プラント型式 — 加圧水型3ループプラント</p> <p>・原子炉格納容器型式 — 鋼製上部半球形下部さら形円筒形</p> <p>a. 主要な設備の構成・特性</p> <p>本プラントのPRAに係るプラントの基本設計は、次に説明する主要な1次冷却系及び安全系により構成される。第3.1.1.a-1図に本プラントの1次冷却設備を、第3.1.1.a-2図に工学的安全施設の概要を示す。また、第3.1.1.a-2表に系統設備概要を示す。</p> <p>(a) 原子炉停止に関する系統（第3.1.1.a-3図、第3.1.1.a-4図）</p> <p>原子炉停止に関する系統は、制御棒の自重落下により負の反応度添加を行う原子炉保護設備とほう酸水を炉心に注入し負の反応度を添加する化学体積制御設備から構成される。</p>	<p>【女川】</p> <p>■記載表現の相違</p> <p>【女川】</p> <p>■記載表現の相違</p> <p>・泊は設置許可申請書の記載に基づき、原子炉格納容器やアニュラス空気浄化設備を含めた記載としている</p> <p>【女川】【大飯】</p> <p>■設計の相違</p> <p>【女川】</p> <p>■設計の相違</p> <p>・PWR設計のため、3.1.1.a①(1)a.(a)～(e)とb.(a)～(b)については大飯と比較する(着色せず)</p> <p>【大飯】</p> <p>■記載表現の相違</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(b) 原子炉冷却に関する系統</p> <p>非常用炉心冷却設備は、蓄圧注入系、高圧注入系及び低圧注入系からなる。これら非常用炉心冷却設備は、多重性及び独立性を備える非常用所内交流電源から受電できるようにする等の考慮を払うことにより、単一故障に加え、外部電源が利用できない場合においてもその安全機能が達成できる。</p> <p>また、テストライン等を用いた作動試験によってその健全性が確認できるようにしている。</p> <p>1) 蓄圧注入系（第1.1.1.a-5図）</p> <p>蓄圧注入系は、蓄圧タンクと配管、弁類で構成され、各1次冷却材ループに1系統ずつ設置されている。1次冷却系の圧力が蓄圧タンクの保持圧力（約4.4MPa[gage]）以下になれば、原子炉格納容器内に設けてある蓄圧タンクから1次冷却材低温側配管を通して原子炉容器内にほう酸水を自動的に注水して、炉心の早期冷却を確保する。</p> <p>2) 高圧注入系（第1.1.1.a-5図）</p> <p>高圧注入系は、高圧注入ポンプ、配管及び弁類で構成される。高圧注入ポンプは、100%容量のものが2台設置されている。</p> <p>高圧注入系は、次に示す非常用炉心冷却設備作動信号で自動作動する。</p> <p>① 原子炉圧力低</p> <p>② 主蒸気ライン圧力低</p> <p>③ 原子炉格納容器圧力高</p> <p>④ 手動</p> <p>非常用炉心冷却設備作動信号により、高圧注入ポンプが起動し、燃料取替用水ピットのほう酸水を、1次冷却材低温側</p>	<p>原子炉水位低（レベル3）等の原子炉保護系の信号により異常を検知して、急速かつ自動的に制御棒を炉心に挿入し、原子炉を停止させる。</p> <p>(b) 炉心冷却機能に関する系統（第3.1.1.a-1, 4, 5図）</p> <p>通常運転時は、給復水系より原子炉へ冷却材を給水し、炉心で発生する蒸気を原子炉から主蒸気系を通して取り出し、タービン発電機を駆動する。タービンを出た低圧の蒸気は主復水器にて凝縮され、再び給復水系へ冷却材を供給する。原子炉停止時には、残留熱除去系により原子炉の残留熱を除去する。主復水器が使えない異常時にあっては、以下の系統により原子炉を冷却する。</p> <p>1) 高圧炉心スプレイ系（HPCS）（第3.1.1.a-6 図）</p> <p>高圧炉心スプレイ系は、原子炉水位低（レベル2）又はドライウエル圧力高の信号で自動起動し、復水貯蔵タンク水（第1水源）あるいはサプレッションチェンバ内のプール水（第2水源）を炉心上部に設けられた炉心スプレイスペースのノズルから燃料集合体にスプレイして炉心を冷却する。</p> <p>2) 原子炉隔離時冷却系（RCIC）（第3.1.1.a-7 図）</p> <p>原子炉隔離時冷却系は、原子炉停止後、給復水系が何らかの原因で停止した場合に、原子炉水位低（レベル2）により自動起動し、原子炉の水位を維持する。本系統は、注水ポンプの動力源として、原子炉で生じる蒸気を使った蒸気タービンを用い、制御用電源はバッテリーを用いており、発電所内の全ての交流電源が喪失しても原子炉の冷却を達成できる。</p>	<p>(b) 原子炉冷却に関する系統</p> <p>非常用炉心冷却設備は、蓄圧注入系、高圧注入系及び低圧注入系からなる。これら非常用炉心冷却設備は、多重性及び独立性を備える非常用交流電源設備から受電できるようにする等の考慮を払うことにより、単一故障に加え、外部電源が利用できない場合においてもその安全機能が達成できる。</p> <p>また、テストライン等を用いた作動試験によってその健全性が確認できるようにしている。</p> <p>1) 蓄圧注入系（第3.1.1.a-5図）</p> <p>蓄圧注入系は、蓄圧タンクと配管、弁類で構成され、各1次冷却材ループに1系統ずつ設置されている。1次冷却系の圧力が蓄圧タンクの保持圧力（約4.4MPa[gage]）以下になれば、原子炉格納容器内に設けてある蓄圧タンクから1次冷却材低温側配管を通して原子炉格納容器内にほう酸水を自動的に注水して、炉心の早期冷却を確保する。</p> <p>2) 高圧注入系（第3.1.1.a-5図）</p> <p>高圧注入系は、高圧注入ポンプ、ほう酸注入タンク、配管及び弁類で構成される。高圧注入ポンプは、100%容量のものが2台設置されている。</p> <p>高圧注入系は、次に示す非常用炉心冷却設備作動信号で自動作動する。</p> <p>① 原子炉圧力低と加圧器水位低の一致</p> <p>② 原子炉圧力異常低</p> <p>③ 主蒸気ライン圧力低</p> <p>④ 原子炉格納容器圧力高</p> <p>⑤ 手動</p> <p>非常用炉心冷却設備作動信号により、高圧注入系の弁が開くとともに、高圧注入ポンプが起動し、ほう酸注入タンク及</p>	<p>【大飯】</p> <p>■記載表現の相違</p> <p>・泊は他条文の記載と整合させた設備名称を記載している（以下、相違理由説明を省略）</p> <p>【大飯】</p> <p>■設計の相違</p> <p>・泊はほう酸注入タンクを設置しており、大飯は設置していない。（泊は高浜、川内と同様）（以下、相違理由は「設計の相違」と記載し説明を省略）</p> <p>・信号の相違</p> <p>【大飯】</p> <p>■設計の相違</p>

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>配管を経て、原子炉に注水する。</p> <p>燃料取替用水ピットの水位が低くなると、高圧注入ポンプの水源を格納容器再循環サンプに自動的に切り替えて、高圧注入配管から原子炉に注水する再循環モードへ移行する。</p> <p>3) 低圧注入系（第1.1.1.a-5図） 低圧注入系は、余熱除去ポンプ、余熱除去冷却器、配管及び弁類で構成される。余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器は、100%容量のものを各々2台設置する。低圧注入系は、非常用炉心冷却設備作動信号により、燃料取替用水ピットのほう酸水を、余熱除去冷却器を経て、1次冷却材低温側配管から原子炉に注水する。 燃料取替用水ピットの水位が低くなると、余熱除去ポンプの水源を格納容器再循環サンプに自動的に切り替えて、余熱除去冷却器で冷却した後、低圧注入配管から原子炉に注水する再循環モードへ移行する。</p> <p>4) 原子炉格納容器スプレイ設備（第1.1.1.a-6図） 原子炉格納容器スプレイ設備は、原子炉冷却材喪失事故時に原子炉格納容器の内圧を下げるのと同時に、原子炉格納容器内に放出されたよう素を除去するもので、格納容器スプレイポンプ、格納容器スプレイ冷却器、よう素除去薬品タンク、配管及び弁類で構成される。格納容器スプレイポンプは100%容量のものを2台、格納容器スプレイ冷却器は100%容量のものを2基、また、よう素除去薬品タンクは100%容量のものを1基設置する。</p>	<p>3) 自動減圧系（ADS）（第3.1.1.a-1 図） 自動減圧系は、主蒸気系の逃がし安全弁（以下「S/R弁」という。）11弁の内6弁からなり、低圧注水系あるいは低圧炉心スプレイ系と連携して炉心を冷却する機能を持つ。本系統は、原子炉水位低（レベル1）及びドライウエル圧力高の両信号をうけて作動し、原子炉圧力を低下させる。</p> <p>4) 低圧炉心スプレイ系（LPCS）（第3.1.1.a-8 図） 低圧炉心スプレイ系は、原子炉水位低（レベル1）又はドライウエル圧力高の信号で自動起動し、サブプレッションチェーンパ内のプール水を炉心上部に設けられた炉心スプレイスパーージャのノズルから燃料集合体にスプレイして炉心を冷却する。</p>	<p>燃料取替用水ピットのほう酸水を、1次冷却材低温側配管を経て、原子炉に注水する。</p> <p>燃料取替用水ピットの水位が低くなると、高圧注入ポンプの水源を格納容器再循環サンプに切り替えて、高圧注入配管から原子炉に注水する再循環モードへ移行する。</p> <p>3) 低圧注入系（第3.1.1.a-5図） 低圧注入系は、余熱除去ポンプ、余熱除去冷却器、配管及び弁類で構成される。余熱除去ポンプ及び余熱除去冷却器は、100%容量のものを各々2台設置する。低圧注入系は、非常用炉心冷却設備作動信号により、燃料取替用水ピットのほう酸水を、余熱除去冷却器を経て、1次冷却材低温側配管から原子炉に注水する。 燃料取替用水ピットの水位が低くなると、余熱除去ポンプの水源を格納容器再循環サンプに切り替えて、余熱除去冷却器で冷却した後、低圧注入配管から原子炉に注水する再循環モードへ移行する。</p> <p>4) 原子炉格納容器スプレイ設備（第3.1.1.a-6図） 原子炉格納容器スプレイ設備は、原子炉冷却材喪失事故時に原子炉格納容器の内圧を下げるのと同時に、原子炉格納容器内に放出されたよう素を除去するもので、格納容器スプレイポンプ、格納容器スプレイ冷却器、よう素除去薬品タンク、配管及び弁類で構成される。格納容器スプレイポンプは100%容量のものを2台、格納容器スプレイ冷却器は100%容量のものを2基、また、よう素除去薬品タンクは100%容量のものを1基設置する。</p>	<p>・泊はほう酸注入タンクの前後の弁の作動を伴うため</p> <p>【大飯】 ■設計の相違 ・泊は注入モードから再循環モードへ切り替える際再循環自動切替信号発信後に運転員による許可操作を行う必要がある（運転員による操作が必要な点は伊方、玄海と同様） （以下、相違理由は「設計の相違」と記載し説明を省略）</p> <p>【大飯】 ■設計の相違</p>

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(c) 電源、補機冷却水系等のサポート系 (a)～(b)の事故時の基本的な安全機能を果たす系統（一般にフロントライン系という）をサポートする系統があり、以下の系統の動作が必要とされる。</p> <p>1) 電源系（非常用所内交流電源、直流電源、計装用電源） (第1.1.1.a-7図～第1.1.1.a-10図)</p>	<p>5) 低圧注水系（LPCI）（第3.1.1.a-9図） 低圧注水系は、低圧炉心スプレイ系と同じ信号で自動起動し、サプレッションチェンバ内のプール水を原子炉へ注水して炉心を冷却する。本原子炉施設では、低圧注水系を3系統設けている。</p> <p>(c) 格納容器熱除去機能に関する系統 1) 残留熱除去系（RHR）（第3.1.1.a-10, 11 図） 残留熱除去系は、ポンプ3台、熱交換器2基からなり、原子炉停止後の崩壊熱を、原子炉から除去する。また、本系統は、弁の切り替えにより、低圧注水系、格納容器スプレイ冷却系としても使用できる。</p> <p>(d) 安全機能のサポート機能に関する系統 通常運転時及び原子炉停止時の補機冷却は、淡水ループ、海水系からなる原子炉補機冷却水系及び原子炉補機冷却海水系により原子炉建屋内の機器を冷却する。また、電源は通常運転時は所内変圧器を通して供給し、原子炉の起動又は停止時は起動変圧器を通して受電する。異常時には、以下の系統により補機の冷却、電源の供給を行う。</p> <p>3) 電源系(第3.1.1.a-15, 16, 17図)</p> <p>所内変圧器の故障時には、常用母線は起動変圧器を通して受電するように切り替える。非常用高圧母線が停電した場合には、非常用高圧母線に接続された負荷は、動力変圧器及び非常用低圧母線に接続されるモータコントロールセンタを除いて全て遮断される。非常用ディーゼル発電機が自動起動し、非常用高圧母線に接続され原子炉の停止に必要な負荷が</p>	<p>(c) 電源、補機冷却水系等のサポート系 (a)～(b)の事故時の基本的な安全機能を果たす系統（一般にフロントライン系という）をサポートする系統があり、以下の系統の動作が必要とされる。</p> <p>1) 電気設備（非常用交流電源設備、直流電源設備、計測制御用電源設備）（第3.1.1.a-7図～第3.1.1.a-10図）</p> <p>非常用交流電源設備は、非常用所内電源として非常用高圧母線2母線で構成し、ディーゼル発電機は、多重性を考慮し2台備え、非常用高圧母線にそれぞれ接続する。非常用高圧母線低電圧信号が発信した場合には、ディーゼル発電機が自動起動するとともに非常用母線に接続する負荷のうち動力変圧器等を除きすべて開放する。ディーゼル発電機の電圧が確立す</p>	<p>【女川】 ・系統設備に関する記載の比較のため女川の(d)の1)～3)の順番を入れ替えている</p> <p>【大飯】 ■記載表現の相違 ・泊は他条文の記載と整合させた設備名称を記載している</p> <p>【大飯】 ■記載方針の相違 ・女川実績の反映</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2) 工学的安全施設作動設備（安全注入信号作動設備、格納容器スプレイ信号作動設備）（第1.1.1.a-11図）</p> <p>3) 原子炉補機冷却系（原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系）（第1.1.1.a-12図、第1.1.1.a-13図）</p>	<p>自動的に投入される。</p> <p>直流電源設備は、非常用所内電源として所内用125V2系統、高圧炉心スプレイ系用125V1系統が設けられている。</p> <p>1) 補機冷却系（第3.1.1.a-12, 13図）</p>	<p>ると非常用高圧母線に自動的に接続され、原子炉を停止するために必要な負荷を順次投入する。</p> <p>直流電源設備は、非常用所内電源として非常用直流母線2母線で構成し、母線電圧は125Vである。非常用所内電源の直流電源設備は、非常用低圧母線に接続される充電器2台、蓄電池2組等2系統で構成し、いずれかの1系統が故障しても残りの1系統で原子炉の安全性は確保できる。</p> <p>計測制御用電源設備は、非常用として計装用交流母線8母線で構成し、母線電圧は100Vである。非常用の計測制御用電源設備は、非常用低圧母線と非常用直流母線に接続する無停電電源装置等で構成する。</p> <p>2) 工学的安全施設作動設備（非常用炉心冷却設備作動信号、原子炉格納容器スプレイ作動信号）（第3.1.1.a-11図）</p> <p>工学的安全施設作動設備は、原子炉冷却材喪失、主蒸気管破断等に際して、炉心の冷却を行い、原子炉格納容器バウンダリを保護し、発電所周辺の公衆の安全を確保するための設備を作動させる。</p> <p>工学的安全施設作動信号の例としては以下のものがある。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・非常用炉心冷却設備作動信号 <p>炉心冷却材の確保あるいは過度の反応度添加を抑え、炉心の損傷を防止するため、特定の信号が発信した場合には、原子炉をトリップさせるとともに、非常用炉心冷却設備作動信号を発信し、高圧注入系起動等の動作を行う。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉格納容器スプレイ作動信号 <p>1次冷却設備の配管破断又は原子炉格納容器内での主蒸気管破断時に、原子炉格納容器の減圧及びよう素除去の目的で、原子炉格納容器スプレイ作動信号を発信し、原子炉格納容器スプレイ設備の起動を行う。この信号によって原子炉格納容器隔離も行う。</p> <p>3) 原子炉補機冷却水設備（第3.1.1.a-12図）</p>	<p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載表現の相違 ・泊は他条文の記載と整合させた設備名称を記載している <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載方針の相違 ・女川実績の反映 <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載表現の相違 ・泊は系統設備ごとに記載し

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

第37条 付録1 事故シナシグループ及び重要事故シナシ等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>4) 換気空調設備（第1.1.1.a-14 図）</p> <p>5) 制御用空気設備（第1.1.1.a-15 図）</p>	<p>低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系及び非常用ディーゼル発電機は原子炉補機冷却水系で冷却され、原子炉補機冷却水系は原子炉補機冷却海水系で冷却される。給復水系関連設備はタービン補機冷却水系で冷却され、タービン補機冷却水系はタービン補機冷却海水系で冷却される。また、高圧炉心スプレイ系及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機は、高圧炉心スプレイ補機冷却水系で冷却され、高圧炉心スプレイ補機冷却水系は高圧炉心スプレイ補機冷却海水系で冷却される。</p> <p>2) 復水器真空度維持に関するサポート系(第3.1.1.a-14図)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・循環水系(CW) 2台の循環水ポンプによって冷却水(海水)を主復水器に導き、主復水器に流入する蒸気を冷却する系統である。熱交換した冷却水は放水路を経て海に放出される。 ・タービングランド蒸気系(TGS) タービン及び弁類のグランド部にシール蒸気を供給すること、グランド部よりグランド蒸気復水器へ蒸気及び空気を戻すことにより内部への空気の流入を防止することを目的とした系統である。 ・復水器空気抽出系(A0) 主復水器に漏入する空気及びタービン排気に含まれる水素、酸素等の非凝縮性ガスを連続的に抽出し、気体廃棄物処理系(OG)へ送り、主復水器真空度を保持するための系統である。 ・気体廃棄物処理系(OG) ¹⁶N、¹⁹Oのような短寿命放射性核種に対して十分な時間減衰を図り、平常時に排気筒より放出される放射能を許容放出率より低くする設備である。本評価では、A0からの非凝縮性ガスからの排気機能を維持するための機能として考慮する。すなわち、主復水器真空度維持に必要な系統としている。 	<p>原子炉補機冷却水設備は、原子炉補機冷却水冷却器4基、原子炉補機冷却水ポンプ4台、原子炉補機冷却水サージタンク1基、多重性を備えた安全機能を有する原子炉補機へ冷却水を供給する母管2本とその他の原子炉補機へ冷却水を供給する母管1本等からなる閉回路を構成し、原子炉補機から発生した熱を冷却する。</p> <p>4) 原子炉補機冷却海水設備（第3.1.1.a-13図）</p> <p>原子炉補機冷却海水設備は、2系統で構成し、各系統に原子炉補機冷却海水ポンプを2台設置し、原子炉補機冷却水冷却器、ディーゼル発電機及び空調用冷凍機に冷却海水を供給して、原子炉補機等で発生した熱を最終的な熱の逃がし場である海に輸送する。</p> <p>5) 換気空調設備（第3.1.1.a-14図）</p> <p>換気空調設備は、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び事故時において、放射線業務従事者等に新鮮な空気を送るとともに、空気中の放射性物質を除去低減するもので、アンユラス空気浄化設備、格納容器換気空調設備、補助建屋換気空調設備等で構成する。</p> <p>6) 制御用圧縮空気設備（第3.1.1.a-15図）</p>	<p>ている（伊方と同様）</p> <p>■記載表現の相違 ・泊は他条文の記載と整合させた設備名称を記載している</p> <p>【大飯】</p> <p>■記載方針の相違 ・女川実績の反映</p> <p>【大飯】</p> <p>■記載表現の相違 ・泊は系統設備ごとに記載している（伊方と同様）</p> <p>【大飯】</p> <p>■記載方針の相違 ・女川実績の反映</p> <p>【大飯】</p> <p>■記載方針の相違 ・女川実績の反映</p> <p>【大飯】</p> <p>■記載表現の相違 ・泊は他条文の記載と整合させた設備名称を記載している</p>

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

第37条 付録1 事故シナシナグループ及び重要事故シナシナ等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(d) その他の系統</p> <p>事故時に動作が必要な設備のうち、PRAで動作を考慮する設備は以下のものがある。</p> <p>1) 加圧器逃がし弁、加圧器安全弁設備（第1.1.1.a-1図）</p> <p>加圧器逃がし弁は、負荷減少時に1次冷却材圧力を原子炉トリップ設定値以下に制限し得る容量とする。万一、加圧器逃がし弁に漏えいが起こった場合に加圧器逃がし弁を隔離するため遠隔操作の加圧器逃がし弁元弁を設ける。</p> <p>加圧器安全弁は、ばね式で加圧器逃がしタンクからの背圧変動が安全弁の設定圧力に影響を与えない背圧補償型を使用する。加圧器安全弁の上流側配管には、ループシールを設け、加圧器安全弁の弁座から、水素ガスや蒸気等が漏えいしない構造とする。加圧器安全弁の吹出し圧力は、1次冷却系の最高使用圧力に設定し、安全弁の容量はプラント負荷喪失時のサージ流量以上の値とする。加圧器安全弁により、1次冷却系の圧力を最高使用圧力の1.1倍以下に抑えることができる。</p> <p>2) 主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁、主蒸気ダンプ設備（第1.1.1.a-16図）</p> <p>蒸気発生器からの蒸気を、タービンをバイパスして直接復水器に導くため、主蒸気連絡管より復水器へのタービンバイパス系を設ける。タービンバイパス弁は15個設け、定格主蒸</p>	<p>(e) その他の系統</p> <p>事故時に動作が必要な設備のうち、PRAで動作を考慮する設備は以下のものがある。</p> <p>1) 給水系・復水系・主復水器による除熱（以下「通常除熱系」という。）（第3.1.1.a-4図）</p> <p>給水系は主復水器ホットウェルの水を低圧復水ポンプ、高圧復水ポンプ及び電動給水ポンプにより炉心へ注入する系統である。また、復水系は主復水器ホットウェルの水を低圧復水ポンプにより炉心へ注入する系統である。通常除熱系は主復水器で蒸気を凝縮することにより、原子炉圧力容器から崩壊熱を除去する系統である。</p>	<p>制御用圧縮空気設備は、制御用空気圧縮機2台、制御用空気だめ2基、制御用空気除湿装置2台、多重性を備えた安全機能を有する機器へ圧縮空気を供給する母管2本とその他の機器へ圧縮空気を供給する母管1本等から構成する。</p> <p>(d) その他の系統</p> <p>事故時に動作が必要な設備のうち、PRAで動作を考慮する設備は以下のものがある。</p> <p>1) 加圧器逃がし弁、加圧器安全弁（第3.1.1.a-1図）</p> <p>加圧器逃がし弁は、負荷減少時に1次冷却材圧力を原子炉トリップ設定値以下に制限し得る容量とする。万一、加圧器逃がし弁に漏えいが起こった場合に加圧器逃がし弁を隔離するため遠隔操作の加圧器逃がし弁元弁を設ける。</p> <p>加圧器安全弁は、ばね式で加圧器逃がしタンクからの背圧変動が安全弁の設定圧力に影響を与えない背圧補償型を使用する。加圧器安全弁の上流側配管には、ループシールを設け、加圧器安全弁の弁座から水素ガスや蒸気等が漏えいしない構造とする。加圧器安全弁の吹出し圧力は、1次冷却設備の最高使用圧力に設定し、安全弁の容量はプラント負荷喪失時のサージ流量以上の値とする。加圧器安全弁により、1次冷却系の圧力を最高使用圧力の1.1倍以下に抑えることができる。</p> <p>2) 主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁、タービンバイパス系（第3.1.1.a-16図）</p> <p>蒸気発生器からの蒸気をタービンをバイパスして直接復水器に導くため、主蒸気連絡管より復水器へのタービンバイパス系を設ける。タービンバイパス弁は6個設け、定格主蒸気</p>	<p>【大飯】</p> <p>■記載方針の相違</p> <p>・女川実績の反映</p> <p>【大飯】</p> <p>■記載表現の相違</p> <p>・泊は他条文の記載と整合させた設備名称を記載している</p> <p>【大飯】</p> <p>■記載表現の相違</p> <p>・泊は他条文の記載と整合させた設備名称を記載している</p> <p>【大飯】</p>

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

第37条 付録1 事故シナリオグループ及び重要事故シナリオ等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>気流量の約55%を処理できる。</p> <p>復水器の真空が喪失した場合には、主蒸気逃がし弁あるいは主蒸気安全弁の動作により、過圧を防止するとともに、1次冷却系を冷却する。</p> <p>主蒸気逃がし弁は、各系統の主蒸気隔離弁の上流に、各1個設け、定格主蒸気流量の約10%を処理できる。主蒸気逃がし弁は、各系統で制御され、中央制御室からも手動操作が可能であるが、通常は自動制御し、主蒸気圧力信号が設定点以上になると全開となる。</p> <p>主蒸気系を過度の圧力上昇から保護するために、各系統の主蒸気隔離弁の上流にそれぞれ5個、合計20個の主蒸気安全弁を設け、定格主蒸気流量を処理する。</p> <p>3) 補助給水ポンプ（第1.1.1.a-16図）</p> <p>補助給水ポンプは、主給水管破断事故等により通常の給水系の機能が失われた場合に、蒸気発生器に給水する。補助給水ポンプはタービン動1台、電動2台を設ける。各ポンプとも水源は復水ビットを使用するが、後備用として2次系純水タンクも使用することができる。</p> <p>4) 主蒸気隔離弁（第1.1.1.a-16図）</p> <p>主蒸気管破断時に、主蒸気ループを隔離し、無制限な蒸気放出を速やかに阻止するように、主蒸気連絡管の上流の各主蒸気管には、主蒸気隔離弁及び逆止弁を各々1個ずつ直列に設ける。隔離弁は、主蒸気ライン隔離信号又は手動により動作する。</p> <p>b. 原子炉格納施設の構成及び特性</p> <p>(a) 原子炉格納施設の構成及び特性（第1.1.1.a-17図）</p> <p>原子炉格納施設は、内面に鋼製のライナープレートを設けたプレストレストコンクリート造の屋外型円筒構造物である。</p>	<p>格納容器の構成・特性</p> <p>(a) 格納容器（第3.1.1.a-18図）</p> <p>本原子炉施設の格納容器は、圧力抑制形鋼製格納容器（マークI改良型）である。格納容器は上下部半球円筒形をした</p>	<p>流量の約40%を処理できる。</p> <p>復水器の真空が喪失した場合には、主蒸気逃がし弁あるいは主蒸気安全弁の動作により、過圧を防止するとともに、1次冷却系を冷却する。</p> <p>主蒸気逃がし弁は、各系統の主蒸気隔離弁の上流に各1個設け、定格主蒸気流量の約10%を処理できる。主蒸気逃がし弁は、各系統で制御され、中央制御室からも手動操作が可能であるが、通常は自動制御し、主蒸気圧力信号が設定点以上になると全開となる。</p> <p>主蒸気系を過度の圧力上昇から保護するため、各系統の主蒸気隔離弁の上流にそれぞれ5個、合計15個の主蒸気安全弁を設け、定格主蒸気流量を処理する。</p> <p>3) 補助給水ポンプ（第3.1.1.a-16図）</p> <p>補助給水ポンプは、主給水管破断事故等により通常の給水系の機能が失われた場合に蒸気発生器に給水する。補助給水ポンプはタービン動1台、電動2台を設ける。各ポンプとも水源は、補助給水ビットを使用するが、後備用として2次系純水タンクも使用することができる。</p> <p>4) 主蒸気隔離弁（第3.1.1.a-16図）</p> <p>主蒸気管破断時に、主蒸気ループを隔離し、無制限な蒸気放出を速やかに阻止するように、主蒸気連絡管の上流の各主蒸気管には、主蒸気隔離弁及び逆止弁を各々1個ずつ直列に設ける。隔離弁は、主蒸気ライン隔離信号又は手動により動作する。</p> <p>b. 原子炉格納施設の構成・特性</p> <p>(a) 原子炉格納施設の構成・特性（第3.1.1.a-17図）</p> <p>原子炉格納施設は、原子炉格納容器、外部遮へい、アンユラス部、原子炉格納容器スプレイ設備、アンユラス空気浄化</p>	<p>■設計の相違</p> <p>・タービンバイパス弁の個数及び容量の相違</p> <p>【大飯】</p> <p>■設計の相違</p> <p>・主蒸気逃がし弁の個数の相違</p> <p>【大飯】</p> <p>■設備名称の相違</p> <p>・復水ビット⇔補助給水ビット</p> <p>(以下、相違理由説明を省略)</p> <p>【大飯】</p> <p>■設計の相違</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添 3. レベル1PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>り、シェル部をPC鋼より線55本で構成されるテンドンで締付けることにより、コンクリート部に膜圧縮力を与え、事故時の圧力変動にも十分耐えられるように設計している。</p> <p>原子炉格納容器の円筒下部外側は密閉された空間（アニュラス部）を形成し、二重の格納機能を持たせる。配管、電線、ダクト、エアロック等の格納容器貫通部は、このアニュラス部を通るようにする。</p> <p>原子炉冷却材喪失事故時等に圧力障壁となり、かつ、放射性物質の放出に対する最終の障壁（原子炉格納容器バウンダリ）を形成するため、原子炉格納容器を貫通する配管で事故時に閉鎖が要求されるものには隔離弁等を設け、事故後直ちに閉鎖が要求されない配管については、隔離弁を設置したと同等の隔離機能を持たせるか、原子炉格納容器の外又は内に弁を設け長期にわたってこれを閉鎖できるようにする。</p> <p>(b) アニュラス空気浄化設備（第1.1.1.a-18図）</p> <p>アニュラス空気浄化設備は、アニュラス空気浄化ファンとアニュラス空気浄化フィルタユニットで構成し、100%容量のものが2系統設置されている。本設備は、原子炉冷却材喪失事故時に漏えいした空気を浄化再循環し、一部を排気筒に導いている。</p> <p>② PRAに影響する特徴</p> <p>本プラントにおいて、PRAに影響する主な特徴についての説明及びPRAでの具体的な取扱いについて以下に示す。</p>	<p>ドライウェルと円環形サブプレッションチェンバに区分されている。ドライウェルとサブプレッションチェンバの液相部は、8本のベント管により連絡されており、原子炉冷却材喪失事故（以下「LOCA」という。）時に原子炉から放出される蒸気はこのベント管を通してサブプレッションチェンバのプール水に導かれて凝縮される。</p> <p>格納容器内雰囲気は、通常運転時においては窒素置換されており、大量の水素ガスが発生したとしても可燃限界に至らない。</p> <p>(b) 格納容器スプレイ冷却系（第3.1.1.a-10図）</p> <p>本系統は、残留熱除去系ポンプにより、サブプレッションチェンバのプール水をドライウェル及びサブプレッションチェンバ内にスプレイすることによって、事故時に格納容器内に浮遊しているよう素を除去するとともに、格納容器内の温度、圧力を低減し、格納容器内の放射性物質の漏えいを抑制する。</p>	<p>設備及び格納容器換気空調設備で構成する。</p> <p>原子炉格納容器と円筒下部外側と外部遮へいとの間は密閉された空間（アニュラス部）を形成し、二重格納の機能を持たせる。配管の大部分、電線、ダクト、エアロック等の格納容器貫通部は、このアニュラス部を通るようにする。</p> <p>原子炉冷却材喪失事故時等に圧力障壁となり、かつ、放射性物質の放出に対する最終の障壁（原子炉格納容器バウンダリ）を形成するため、原子炉格納容器を貫通する配管で事故時に閉鎖が要求されるものには隔離弁等を設け、事故後直ちに閉鎖が要求されない配管については、隔離弁を設置したと同等の隔離機能を持たせるか、原子炉格納容器の外又は内に弁を設け長期にわたってこれを閉鎖できるようにする。</p> <p>(b) アニュラス空気浄化設備（第3.1.1.a-18図）</p> <p>アニュラス空気浄化設備は、アニュラス空気浄化ファン、アニュラス空気浄化フィルタユニットで構成し、100%容量のものが2系統設置されている。本設備は、原子炉冷却材喪失事故時に漏えいした空気を浄化再循環し、一部を排気筒に導いている。</p> <p>② PRAに影響する特徴</p> <p>本プラントにおいて、PRAに影響する主な特徴についての説明及びPRAでの具体的な取扱いについて以下に示す。（補足3.1.1.a-1）</p>	<p>・PCCVとSCVの原子炉格納施設の構成の相違。（泊は伊方と同様にSCVである）</p> <p>【女川】</p> <p>■記載方針の相違</p> <p>・②及び補足3.1.1.a-1はプースティング有無等のPWRプラントの特徴やPRAへの影響等を説明する内容でありPWR固有の内容ため、大飯と比較する</p> <p>【大飯】</p> <p>■記載方針の相違</p> <p>・女川実績の反映</p> <p>・泊は補足説明資料を別添の</p>

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

第37条 付録1 事故シナシグループ及び重要事故シナシ等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(1) 充てん／高圧注入ポンプの分離 【設計思想】 高圧注入ポンプと充てんポンプを分離することにより、系統を簡素化し、安全性及び信頼性を高めている。 【PRAへの影響】 充てんポンプと高圧注入ポンプをそれぞれ設置しているプラントは、充てん／高圧注入ポンプ兼用のプラントと比較して、小さなリークが生じた時の緩和手段が多いため、極小LOCAを起因事象として考慮していない。</p> <p>(2) 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転時は余熱除去ポンプによるブースティングが不要（非ブースティングプラント） 【設計思想】 高圧再循環時には、高圧注入ポンプのみで有効吸込み水頭（NPSH）が確保できる設計となっているため、余熱除去ポンプを用いたブースティングは不要である。 【PRAへの影響】 余熱除去ポンプが使用不可となった場合でも、高圧注入ポンプを用いた高圧再循環機能が使用可能である。</p>		<p>(1) 充てん／高圧注入ポンプの分離 【設計思想】 高圧注入ポンプと充てんポンプを分離することにより、系統を簡素化し、安全性及び信頼性を高めている。 【PRAへの影響】 充てんポンプと高圧注入ポンプをそれぞれ設置しているプラントは、充てん／高圧注入ポンプ兼用のプラントと比較して、小さなリークが生じた時の緩和手段が多いため、極小LOCAを起因事象として考慮していない。</p> <p>(2) 高圧注入ポンプによる高圧再循環運転時は余熱除去ポンプによるブースティングが不要（非ブースティングプラント） 【設計思想】 高圧再循環時には、高圧注入ポンプのみで有効吸込み水頭（NPSH）が確保できる設計となっているため、余熱除去ポンプを用いたブースティングは不要である。 【PRAへの影響】 余熱除去ポンプが使用不可となった場合でも、高圧注入ポンプを用いた高圧再循環機能が使用可能である</p> <p>(3) ほう酸注入タンクの設置 【設計思想】 炉心が過冷却されるような事象が起こった時に、炉心を未臨界にでき、かつ、未臨界を維持できるように、高圧注入ポンプ出口側に高濃度のほう酸水を貯えたほう酸注入タンクを設置している。 【PRAへの影響】 高圧注入系の機能喪失の要因として、ほう酸注入タンクの故障やほう酸注入タンクの周りの弁故障を考慮する。</p> <p>(4) RCPシールに国内製耐熱Oリングを採用 【設計思想】</p>	<p>本文と紐づけている （以下、相違理由説明を省略）</p> <p>【大飯】 ■設計の相違（ほう酸注入タンクを設置していることは高浜、川内と同様）</p> <p>【大飯】 ■設計の相違</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1.1.1.b. 起回事象</p> <p>起回事象とは、通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷や格納容器機能喪失へ波及する可能性のある事象のことである。</p> <p>① 評価対象とした起回事象のリスト、説明及び発生頻度</p> <p>(1) 起回事象の選定</p> <p>本プラントに適用する起回事象について以下の方法により検討し、選定を行った。</p> <p>a. 国内外の評価事例の分析 (既往のPRA、安全評価審査指針、EPRI NP-2230) 既往のPRA、安全評価審査指針及びEPRI NP-2230について</p>	<p>3.1.1.b 起回事象</p> <p>起回事象とは、通常の運転状態を妨げる事象であって、炉心損傷へ波及する可能性のある事象のことである。</p> <p>① 評価対象とした起回事象のリスト、説明及び発生頻度</p> <p>(1) 起回事象の選定</p> <p>本プラントに適用する起回事象について、以下の方法により検討し、分析を行った。</p> <p>a. 国内外の評価事例の分析（既往のPRA、安全評価審査指針、EPRI NP-2230） 既往のPRA、安全評価審査指針（原子炉設置許可申請書）及</p>	<p>全交流動力電源喪失時や最終ヒートシンク喪失時にRCPシール部へのシール水注水やRCPシール部の冷却ができない場合においても、RCPシール部から1次冷却材が大量に系外へ漏えいすることを抑制するため、RCPシール部に国内製耐熱Oリングを採用している。</p> <p>【PRAへの影響】</p> <p>本PRAにおいては、保守的に国内製耐熱Oリングの耐熱性は考慮せず、非信頼度を1.0とする。（補足3.1.1.a-2）</p> <p>(5) 計測制御設備の総合デジタル化</p> <p>【設計思想】</p> <p>計測制御設備の総合デジタル化により、アナログカード類の大幅な低減による故障率の低下や誤操作防止や監視操作性の向上による人的過誤の低減を見込むことができる。</p> <p>【PRAへの影響】</p> <p>アナログカード類が低減される一方で、ソフトウェアのエラーに起因する共通原因故障を考慮する必要があるが、十分な実績データが得られていないことから、本PRAにおいては、ソフトウェアの共通原因故障の確率は不確実さの大きい条件を用いる。また、デジタル制御盤に係る人的過誤評価については適用可能な知見がないため、従来どおりのアナログ制御盤をベースとした人的過誤評価を実施する。（補足3.1.1.a-3）</p>	<p>・泊はRCPシールに国内耐熱性Oリングを採用しているが、大飯はウェスチングハウス社製の耐熱Oリングを採用している（泊は伊方、玄海と同様）（以下、相違理由は「設計の相違」と記載し説明を省略）</p> <p>【大飯】</p> <p>■設計の相違</p> <p>・泊は計測制御設備を総合デジタル化しているが、大飯はアナログカードを用いている（以下、相違理由は「設計の相違」と記載し説明を省略）</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添3. レベル1PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																										
<p>て分析を行い、当該プラントにおける起因事象の選定を行った。既往のPRA（第1.1.1.b-1表）で選定されている起因事象を参考に当該プラントにおける起因事象の候補を選定した。また、選定された起因事象と安全評価審査指針及びEPRI NP-2230で評価されている事象との比較により起因事象を選定した。確認結果については第1.1.1.b-2表～第1.1.1.b-3表に示す。</p> <p>b. 原子力施設運転管理年報等による、本プラント及び他の国内原子炉のトラブル事例のレビュー</p> <p>本プラント及び他の国内原子炉のトラブル事象について調査を行い、選定したいずれかの起因事象に含まれることを確認している。なお、大飯3号炉及び4号炉における過去のトラブル事象は下表のとおり。</p> <table border="1" data-bbox="107 842 669 1155"> <thead> <tr> <th>プラント停止に至った過去のトラブル事象 (号炉、発生時期)</th> <th>トリップ 事象分類</th> <th>PRA上の 起因事象分類</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>「発電機内部故障」及び「主変圧器内部故障地絡」警報が発信し、発電機及び原子炉が自動停止。 (4号炉、1996/9/16)</td> <td>過渡事象</td> <td>過渡事象</td> </tr> <tr> <td>美浜3号炉 2次冷却系配管破損事故に係る点検停止 (4号炉、2004/8/13)</td> <td>手動停止</td> <td>手動停止</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器内での漏えいに伴う停止 (3号炉、2005/3/8)</td> <td>手動停止</td> <td>手動停止</td> </tr> <tr> <td>燃料点検のため（1次冷却材中の放射能濃度上昇に伴う水平展開のため） (3号炉、2010/4/29)</td> <td>手動停止</td> <td>手動停止</td> </tr> </tbody> </table> <p>(2) 対象外とする起因事象</p> <p>以下に示す起因事象については、発生する可能性や影響を考慮し評価対象外と判断している。</p>	プラント停止に至った過去のトラブル事象 (号炉、発生時期)	トリップ 事象分類	PRA上の 起因事象分類	「発電機内部故障」及び「主変圧器内部故障地絡」警報が発信し、発電機及び原子炉が自動停止。 (4号炉、1996/9/16)	過渡事象	過渡事象	美浜3号炉 2次冷却系配管破損事故に係る点検停止 (4号炉、2004/8/13)	手動停止	手動停止	原子炉格納容器内での漏えいに伴う停止 (3号炉、2005/3/8)	手動停止	手動停止	燃料点検のため（1次冷却材中の放射能濃度上昇に伴う水平展開のため） (3号炉、2010/4/29)	手動停止	手動停止	<p>びEPRI NP-2230について分析を行い、当該プラントにおける起因事象の選定を行った。</p> <p>既往のPRAで選定されている起因事象を参考に当該プラントにおける起因事象の候補を選定した。選定の結果を第3.1.1.b-1表に示す。選定した起因事象については、原子炉設置許可申請書添付書類十及びEPRI NP-2230に基づき分析し確認を行った。確認の結果を第3.1.1.b-2表に示す。</p> <p>b. 原子力施設運転管理年報等による、本プラント及び他の国内プラントのトラブル事例のレビュー</p> <p>本プラント及び他の国内プラントのトラブル事象について調査を行い、選定したいずれかの起因事象に含まれることを確認している。なお、女川2号炉における過去のトラブル事象は下表のとおり。</p> <table border="1" data-bbox="736 842 1272 1161"> <thead> <tr> <th>発生日月日</th> <th>トラブル事象</th> <th>PRA上の 起因事象分類</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1995.12.24</td> <td>蒸水分離加熱器第2段加熱器ドレンタンク (B) 高水位調節弁の不具合に伴う原子炉手動停止</td> <td>通常停止</td> </tr> <tr> <td>1998.03.05</td> <td>給水配管ドレンラインの不具合に伴う原子炉手動停止</td> <td>通常停止</td> </tr> <tr> <td>2001.09.25</td> <td>原子炉再循環ポンプ (A) メカニカルシールの取替えに伴う原子炉手動停止</td> <td>通常停止</td> </tr> <tr> <td>2002.06.20</td> <td>原子炉再循環ポンプ (A) メカニカルシールの取替えに伴う原子炉手動停止</td> <td>通常停止</td> </tr> <tr> <td>2005.08.16</td> <td>8.16 宮城地震による女川原子力発電所全プラント停止</td> <td>RPS誤動作等</td> </tr> <tr> <td>2006.05.11</td> <td>気体廃棄物処理系の流量増加に伴う原子炉手動停止</td> <td>通常停止</td> </tr> <tr> <td>2007.01.09</td> <td>原子炉再循環ポンプ (A) メカニカルシールの取替えに伴う原子炉手動停止</td> <td>通常停止</td> </tr> <tr> <td>2007.10.11</td> <td>気体廃棄物処理系の流量増加に伴う原子炉手動停止</td> <td>通常停止</td> </tr> </tbody> </table> <p>(2) 同定した起因事象の除外</p> <p>以下に示す起因事象については、発生する可能性が極めて低い等の理由から評価対象から除外している。（別紙3.1.1.b-1）</p>	発生日月日	トラブル事象	PRA上の 起因事象分類	1995.12.24	蒸水分離加熱器第2段加熱器ドレンタンク (B) 高水位調節弁の不具合に伴う原子炉手動停止	通常停止	1998.03.05	給水配管ドレンラインの不具合に伴う原子炉手動停止	通常停止	2001.09.25	原子炉再循環ポンプ (A) メカニカルシールの取替えに伴う原子炉手動停止	通常停止	2002.06.20	原子炉再循環ポンプ (A) メカニカルシールの取替えに伴う原子炉手動停止	通常停止	2005.08.16	8.16 宮城地震による女川原子力発電所全プラント停止	RPS誤動作等	2006.05.11	気体廃棄物処理系の流量増加に伴う原子炉手動停止	通常停止	2007.01.09	原子炉再循環ポンプ (A) メカニカルシールの取替えに伴う原子炉手動停止	通常停止	2007.10.11	気体廃棄物処理系の流量増加に伴う原子炉手動停止	通常停止	<p>びEPRI NP-2230について分析を行い、当該プラントにおける起因事象の選定を行った。</p> <p>既往のPRAで選定されている起因事象を参考に当該プラントにおける起因事象の候補を選定した。選定の結果を第3.1.1.b-1表に示す。選定した起因事象については、原子炉設置許可申請書添付書類十及びEPRI NP-2230に基づき分析し確認を行った。確認の結果を第3.1.1.b-2表に示す。</p> <p>b. 原子力施設運転管理年報等による、本プラント及び他の国内プラントのトラブル事例のレビュー</p> <p>本プラント及び他の国内プラントのトラブル事象について調査を行い、選定したいずれかの起因事象に含まれることを確認している。なお、泊3号炉における起因事象発生実績はない。</p> <p>(2) 同定した起因事象の除外</p> <p>以下に示す起因事象については、発生する可能性が極めて低い等の理由から評価対象から除外している。</p>	<p>【大飯】</p> <p>■記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川実績の反映 ・大飯の第 1.1.1.b-2～第 1.1.1.b-3 表を、泊では第 3.1.1.b-2 表で整理している <p>【女川】【大飯】</p> <p>■名称の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・申請プラント (以下、相違理由説明を省略) <p>【女川】【大飯】</p> <p>■記載内容の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・プラント実績が相違している <p>【女川】</p> <p>■記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・起因事象の除外に関する女川の別紙 3.1.1.b-1 に該当す
プラント停止に至った過去のトラブル事象 (号炉、発生時期)	トリップ 事象分類	PRA上の 起因事象分類																																											
「発電機内部故障」及び「主変圧器内部故障地絡」警報が発信し、発電機及び原子炉が自動停止。 (4号炉、1996/9/16)	過渡事象	過渡事象																																											
美浜3号炉 2次冷却系配管破損事故に係る点検停止 (4号炉、2004/8/13)	手動停止	手動停止																																											
原子炉格納容器内での漏えいに伴う停止 (3号炉、2005/3/8)	手動停止	手動停止																																											
燃料点検のため（1次冷却材中の放射能濃度上昇に伴う水平展開のため） (3号炉、2010/4/29)	手動停止	手動停止																																											
発生日月日	トラブル事象	PRA上の 起因事象分類																																											
1995.12.24	蒸水分離加熱器第2段加熱器ドレンタンク (B) 高水位調節弁の不具合に伴う原子炉手動停止	通常停止																																											
1998.03.05	給水配管ドレンラインの不具合に伴う原子炉手動停止	通常停止																																											
2001.09.25	原子炉再循環ポンプ (A) メカニカルシールの取替えに伴う原子炉手動停止	通常停止																																											
2002.06.20	原子炉再循環ポンプ (A) メカニカルシールの取替えに伴う原子炉手動停止	通常停止																																											
2005.08.16	8.16 宮城地震による女川原子力発電所全プラント停止	RPS誤動作等																																											
2006.05.11	気体廃棄物処理系の流量増加に伴う原子炉手動停止	通常停止																																											
2007.01.09	原子炉再循環ポンプ (A) メカニカルシールの取替えに伴う原子炉手動停止	通常停止																																											
2007.10.11	気体廃棄物処理系の流量増加に伴う原子炉手動停止	通常停止																																											

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>a. 放射性気体廃棄物処理施設の破損 炉心損傷の観点からは考慮不要であるため対象外とする。</p> <p>b. 燃料集合体の落下事象 出力運転中では、使用済燃料集合体の移送作業中における落下事象が考えられるが、落下した場合でもプラント運転には影響がなく、炉心損傷の観点からは考慮不要であるため対象外とする。</p>	<p>e. 放射性気体廃棄物処理施設の破損 「放射性気体廃棄物処理施設の破損」については、外部への影響も小さく、また、直ちに原子炉への外乱に至ることはないことから、炉心損傷防止の観点からその影響が限定されるため、本事象は除外する。</p> <p>a. 燃料集合体の落下事象 「燃料集合体の落下」については、外部への影響も小さく、また、直ちに原子炉への外乱に至ることはないことから、炉心損傷防止の観点からその影響が限定されるため、本事象は除外する。</p> <p>b. 制御棒落下 制御棒と駆動軸との接続部は、十分に信頼性の高い構造となっており、必要な場合以外に分離することがない構造となっていることから制御棒が落下する可能性は非常に低いと考えられる。また、設計上、制御棒1本が、制御棒駆動機構から分離して炉心から落下し、急激な反応度添加と出力分布変化により燃料棒の数%程度の破損が想定されているが、外部への影響は十分に小さいため、本事象は除外する。 なお、原子炉設置許可申請書の事故評価の中で、原子炉の高温待機中に制御棒が落下する事故を評価してお</p>	<p>a. 放射性気体廃棄物処理施設の破損 「放射性気体廃棄物処理施設の破損」については、外部への影響も小さく、また、直ちに原子炉への外乱に至ることはないことから、炉心損傷防止の観点から考慮不要であるため、本事象は除外する。</p> <p>b. 燃料集合体の落下事象 「燃料集合体の落下」については、外部への影響も小さく、また、直ちに原子炉への外乱に至ることはないことから、炉心損傷防止の観点からその影響が限定されるため、本事象は除外する。（補足3.1.1.b-1）</p>	<p>る内容について、泊は3.1.1.b①(2)の a.～e. の記載及び補足 3.1.1.b-1～3 に記載している（以降、同様の相違は「記載方針の相違」と記載）</p> <p>【女川】 ・女川との記載の比較のため、女川の e. の順番を代替</p> <p>【女川】 ■設計の相違 ・女川は「放射性気体廃棄物処理施設の破損」によって主復水器真空度の維持に影響するため原子炉の出力運転状態にも影響するが、泊は原子炉側への影響はないため考慮不要である。（大飯と同様）</p> <p>【女川】 ■記載方針の相違</p> <p>【女川】 ■評価方針の相違 ・泊は「制御棒の異常な引き抜き」や「制御棒飛び出し」について「過渡事象」や「小破断 LOCA」に分類し評価対象としている（大飯についても泊と同様）</p>

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

第37条 付録1 事故シナシグループ及び重要事故シナシ等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>c. 原子炉容器破損</p> <p>原子炉容器破損については、決定論的に既に十分に対応がとられており、大きな残留リスクになるとは考えられないため、レベル1 PRAの起回事象からは除外している。また、原子炉容器破損の頻度は、WASH-1400や確率論的破壊力学（PFM）により試算されており、それぞれ10^{-7}（/炉年）、10^{-8}（/炉年）以下となっており、十分に低い値が得られている。</p>	<p>り、その評価結果から、この事故によって燃料の破損に至った場合においても、周辺公衆への放射線被ばくのリスクは十分に小さい。</p> <p>c. 原子炉圧力容器破損</p> <p>「原子炉圧力容器破損」については、決定論の枠組みの中で既に十分に対応がとられており、大きな残留リスクになるとは考えられない。また、原子炉圧力容器破損の頻度は、WASH-1400や確率論的破壊力学により試算されており、それぞれ10^{-7}/炉年、10^{-8}/炉年以下となっており、十分に低い値が得られていることから、本事象は除外する。</p> <p>d. 原子炉冷却材流量の部分喪失（再循環ポンプ1台トリップ等）</p> <p>「原子炉冷却材流量の部分喪失」は、原子炉スクラムに至らず、炉心損傷防止の観点から影響が限定されるため、本事象は除外する。</p> <p>f. 主蒸気管破断</p> <p>「主蒸気管破断」については、主蒸気隔離弁閉鎖に失敗した場合には、格納容器をバイパスして原子炉棟内で蒸気管破断が継続するため、最終的には炉心冷却機能が喪失して炉心損傷に至る。ただし、主蒸気管破断と主蒸気隔離弁閉鎖失敗が同時に発生する事象であり、発生頻度が極めて小さい値となることから、本事象は除外する。（別紙3.1.1.b-2）</p>	<p>c. 原子炉容器破損</p> <p>「原子炉容器破損」については、決定論の枠組みの中で既に十分に対応がとられており、大きな残留リスクになるとは考えられない。また、原子炉容器破損の頻度は、WASH-1400や確率論的破壊力学により試算されており、それぞれ10^{-7}/炉年、10^{-8}/炉年以下となっており、十分に低い値が得られていることから、本事象は除外する。（補足3.1.1.b-2）</p>	<p>【女川】</p> <p>■設備名称の相違</p> <p>・原子炉圧力容器⇔原子炉容器 （以下、相違理由説明を省略）</p> <p>【女川】</p> <p>■記載方針の相違</p> <p>【女川】</p> <p>■評価方針の相違</p> <p>・泊は「原子炉冷却材流量の部分喪失」は「過渡事象」に分類し評価対象としている（大飯についても泊と同様）</p> <p>【女川】</p> <p>■評価方針の相違</p> <p>・泊は「主蒸気管破断」は「2次冷却系の破断」に分類し評価対象としている（大飯についても泊と同様）</p> <p>・女川は別紙に除外理由を詳細に記載しているが、泊は評価対象としているため、同様の資料は作成していない</p>

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

第37条 付録1 事故シナシグループ及び重要事故シナシ等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>極小LOCAに関する記載を比較するため、別添3-3.1-3.1.1-19ページ（点線部分）の記載を再掲している</p> <p>大飯3号炉及び4号炉では、緩和設備が多重（充てんポンプ3台、高圧注入ポンプ2台）に設置されており、緩和設備に対する信頼性が高いことから、極小LOCA（充てんポンプで補填できる程度のリーク量を想定）を対象外としている。）</p>	<p>【伊方発電所3号炉 付録1（平成27年5月19日提出版）より引用】</p> <p>1次冷却材の極小LOCAが生じた場合、充てんポンプ等によりリーク量を上回る注入を行うことで事象は収束される。伊方発電所3号炉は、充てん/高圧注入ポンプ兼用ではなく、充てんポンプ3台と高圧注入ポンプ2台が独立であることから、これらが重畳して失敗する可能性は十分低いと考えている。</p> <p>【伊方発電所3号炉 付録1（平成27年5月19日提出版）より引用】</p> <p>この事象が発生したときに原子炉トリップに至るプラントが対象となる。伊方発電所3号炉はDC母線1系列喪失が発生しても原子炉トリップに至らないため対象外とする。</p>	<p>d. 極小LOCA</p> <p>「極小LOCA」については、1次冷却材の極小LOCAが生じた場合、充てんポンプ等によりリーク量を上回る注水を行うことで事象は収束される。泊3号炉は、充てん/高圧注入ポンプ兼用ではなく、充てんポンプ3台と高圧注入ポンプ2台が独立であることから、これらが重畳して失敗する可能性は十分低いため、本事象は除外する。</p> <p>e. DC母線1系列喪失</p> <p>「DC母線1系列喪失」については、この事象が発生したときに原子炉トリップに至るプラントが対象となる。泊3号炉はDC母線1系列喪失が発生しても原子炉トリップに至らないため、本事象は除外する。（補足3.1.1.b-3）</p>	<p>【女川】</p> <p>■評価方針の相違</p> <p>・女川に記載がないため大飯と比較する</p> <p>【大飯】</p> <p>■記載表現の相違</p> <p>・記載充実及び、泊は起因事象の評価対象外の理由を3.1.1.b.①(2) 同定した起因事象の除外の項目にて記載しており、同方針の伊方、玄海と同様の記載としているため、記載表現が異なる</p> <p>【伊方】</p> <p>■記載表現の相違</p> <p>【女川】</p> <p>■評価方針の相違</p> <p>・泊はDC母線1系列が喪失した場合でも、AC電源からの給電により原子炉トリップに至る要因となるタービントリッブ用電磁弁や原子炉安全保護盤の電源喪失が発生しないと想定している。また、除外理由については補足3.1.1.b-3として作成（対象外としている点については大飯も同様）</p> <p>【大飯】</p> <p>■記載方針の相違</p> <p>・大飯は「DC母線1系列喪失」について第1.1.1.b-4表で対象外としていることを記載しており、泊は第3.1.1.b-3表と3.1.1.b.①(2)e.にて記載</p>

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

第37条 付録1 事故シナリオグループ及び重要事故シナリオ等の選定について
 別添 3. レベル1PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(3) 起因事象のグループ化</p> <p>起因事象については、単独で炉心損傷頻度の評価を実施することも可能であるが、事象の類似した起因事象をグループ化して評価を実施することも可能である。起因事象をグループ化するには、事象シナリオの展開が類似しており、同一の緩和機能が必要とされるグループに分類し、さらに、必要とされる緩和設備等が類似しており、同一のイベントツリー及びフォールトツリーを用いることのできる範囲まで以下のとおり起因事象をグループ化している。グループ化した結果を第1.1.1.b-4表に示す。</p> <p>a. LOCA</p> <p>LOCAは、1次冷却材流出によりプラントパラメータが変動し、原子炉圧力低信号等が発生して原子炉トリップに至る事象であり、起因事象としては1次冷却系保有水喪失に至る配管破損が該当する。LOCAのカテゴリに含まれる事象について破断規模に応じて期待されるECCS設備、2次冷却系の除熱機能等の相違から、以下のとおりグループ化を行った。</p>	<p>(3) 起因事象のグループ化</p> <p>同定された起因事象（事象分類）において、プラント応答や必要となる緩和設備などが同等となり、同一のイベントツリー及びフォールトツリーで扱える事象をグループ化した。</p> <p>起因事象は過渡変化、冷却材喪失、従属性を有する起因事象及び通常停止に大きく区分されるため、それらに対するグループ化について検討した。検討結果を第3.1.1.b-3表に示す。</p> <p>b. 冷却材喪失</p> <p>冷却材の流出によりプラントパラメータが変動し、原子炉水位低信号等が発生して原子炉スクラムに至る事象である。流出量に応じて期待できる緩和系が異なることから、以下のとおりグループ化を行った。</p>	<p>(3) 起因事象のグループ化</p> <p>同定された起因事象（事象分類）において、プラント応答や必要となる緩和設備等が同等となり、同一のイベントツリー及びフォールトツリーで扱える事象をグループ化した。検討結果を第3.1.1.b-3表に示す。</p> <p>a. LOCA</p> <p>LOCAは、1次冷却材流出によりプラントパラメータが変動し、原子炉圧力低信号等が発信して原子炉トリップに至る事象であり、起因事象としては1次冷却材保有水喪失に至る配管破損が該当する。LOCAのカテゴリに含まれる事象について、破断規模に応じて期待されるECCS設備、2次冷却系の除熱機能等の相違から、以下のとおりグループ化を行った。</p>	<p>している（伊方、玄海と同様）</p> <p>【伊方】</p> <p>■記載表現の相違</p> <p>【女川】</p> <p>■記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊は選定した起因事象グループごとにa.～h.に示している。（大飯と同様）なお、過渡変化、LOCA、従属性を有する起因事象及び通常停止に大きく区分されることは泊も同様。（以下、相違理由説明を省略） <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊の構成に合わせて女川のa.～e.の記載順序を入れ替えている <p>■記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊はレベル1PSA学会標準に従った表現としている（大飯と同様）（以下、相違理由説明を省略） <p>【女川】</p> <p>■記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・該当する事象の説明やグループ化の観点について記載を充実化している（大飯と同様） <p>【女川】</p> <p>■信号名称の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉水位低信号⇔原子炉圧力低信号

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

第37条 付録1 事故シナシスグループ及び重要事故シナシス等の選定について
 別添 3. レベル1PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>・ 大破断LOCA</p> <p>・ 中破断LOCA</p> <p>・ 小破断LOCA</p> <div style="border: 1px dashed blue; padding: 5px; margin: 10px 0;"> <p>極小LOCAに関する記載を比較するため、別添3-3.1-3.1.1-17ページ（実践部分）に大飯の記載を再掲している</p> <p>大飯3号炉及び4号炉では、緩和設備が多重（充てんポンプ3台、高圧注入ポンプ2台）に設置されており、緩和設備に対する信頼性が高いことから、極小LOCA（充てんポンプで補填できる程度のリーク量を想定）を対象外としている。）</p> </div> <p>b. ATWS</p> <p>ATWSは、運転時の異常な過渡変化を起因事象とし、さらに原子炉トリップに失敗している事象であり、評価上の技法として起因事象として取り扱う。</p> <p>c. インターフェイスシステムLOCA</p> <p>インターフェイスシステムLOCAは、原子炉冷却材圧力バウンダリと、それに直結した原子炉格納容器外の余熱除去系との隔離に失敗した場合に、1次冷却系の圧力が余熱除去系に付加されるために発生する事象であり、独立した起因事象として取り扱う。</p> <p>d. 手動停止</p> <p>手動停止は、停止時冷却に移行する際に復水系、給水系にトラブルが生じた場合等の計画外停止を想定しており、独立した起因事象として取り扱う。</p>	<p>・ 小破断LOCA</p> <p>・ 中破断LOCA</p> <p>・ 大破断LOCA</p> <p>e. インターフェイスシステムLOCA</p> <p>原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統の配管が、高圧設計部分と低圧設計部分を分離するための隔離弁の誤開等により、低圧設計部分が過圧され破断する事象である。燃料から放出された放射性物質が格納容器をバイパスして環境へ放出される可能性があることから、単独で一つの起因事象グループとする。</p> <p>d. 通常停止</p> <p>定期検査など前もって計画されているプラント停止の他、機器からの漏えいなど比較的軽微な故障による計画されないプラント停止を含めて「通常停止」を考慮し、単独</p>	<p>・ 小破断LOCA</p> <p>・ 中破断LOCA</p> <p>・ 大破断LOCA</p> <p>b. ATWS</p> <p>ATWSは、運転時の異常な過渡変化を起因事象とし、さらに原子炉トリップに失敗している事象であり、評価上の技法として起因事象として取り扱う。</p> <p>c. インターフェイスシステムLOCA</p> <p>インターフェイスシステムLOCAは、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統の配管が、高圧設計部分と低圧設計部分を分離するための隔離弁の誤開等により、低圧設計部分が過圧され破断する事象である。燃料から放出された放射性物質が格納容器をバイパスして環境へ放出される可能性があることから、単独で1つの起因事象グループとする。</p> <p>d. 手動停止</p> <p>手動停止は、停止時冷却に移行する際に復水系、給水系にトラブルが生じた場合等の計画外停止を想定しており、単独で1つの起因事象グループとする（補足3.1.1.b-4）。</p>	<p>■記載表現の相違</p> <p>・ 原子炉スクラム⇔原子炉トリップ</p> <p>（以下、相違理由説明を省略）</p> <p>【大飯】</p> <p>■記載箇所の相違</p> <p>・ 泊は 3.1.1.b.①(2)d.にて極小LOCAを起因事象の対象から除外することを記載している（伊方、玄海と同様）</p> <p>【女川】</p> <p>■評価方針の相違</p> <p>・ 評価対象とする起因事象の相違のため、b.については大飯と比較する</p> <p>【女川】</p> <p>■記載表現の相違（大飯と同様）</p> <p>【女川】</p> <p>■評価方針の相違</p> <p>・ 泊は定期検査等、通常のプラント停止については内部</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>e. 原子炉補機冷却機能喪失</p> <p>原子炉補機冷却機能喪失時には多数のフロント系設備の機能が影響を受け、RCPシール機能の喪失や加圧器逃がし弁、加圧器安全弁開固着による1次冷却系保有水の喪失事象の発生が想定されることから、独立した起因事象として取り扱う。</p>	<p>で一つの起因事象グループとする（別紙3.1.1.b-4）。なお、起動操作は起因事象として考慮していない。（別紙3.1.1.b-5）</p> <p>e. 従属性を有する起因事象のグループ化 従属性を有する起因事象では、グループ化を行わない。このため、以下に示す各起因事象分類単独で一つの起因事象グループとする。（別紙3.1.1.b-3）。</p> <p>○ 原子炉補機冷却系故障（区分Ⅰ，Ⅱ） 区分Ⅰ又はⅡの原子炉補機冷却系の故障により原子炉を手動停止する事象である。本事象は従属性を有する起因事象であり、当該区分の系統が機能喪失する。</p> <p>○ 交流電源故障（区分Ⅰ，Ⅱ） 区分Ⅰ又はⅡの交流電源の故障により原子炉を手動停止する事象である。本事象は従属性を有する起因事象であり、当該区分の系統が機能喪失する。</p>	<p>なお、起動操作は起因事象として考慮していない。（補足3.1.1.b-5）</p> <p>e. 原子炉補機冷却機能喪失</p> <p>原子炉補機冷却機能喪失時には多数のフロント系設備の機能が影響を受け、RCPシール機能の喪失や加圧器逃がし弁、加圧器安全弁開固着による1次冷却系保有水の喪失事象の発生が想定されることから、単独で一つの起因事象グループとする。（補足3.1.1.b-6）</p>	<p>事象停止時 PRA にて評価されることから、手動停止は計画外停止を対象として評価している（大飯と同様）</p> <p>【女川】 ■資料名称の相違 ・別紙⇄補足 （以下、相違理由説明を省略）</p> <p>【女川】 ■評価方針の相違 ・泊は原子炉補機冷却機能喪失の全喪失を考慮している。（大飯と同様）なお、泊は女川の別紙 3.1.1.b-3 に該当する資料を補足 3.1.1.b-6 に作成している</p> <p>【大飯】 ■記載表現の相違 ・泊は女川実績を反映し、「単独で一つの起因事象グループとする」という記載としている（以下、相違理由説明を省略）</p> <p>【女川】 ■評価方針の相違 ・交流電源が片系列喪失した場合は保安規定逸脱によるプラントの手動停止に至ると想定し、手動停止の起因事象のグループで考慮している（大飯に記載はないが泊と同様の</p>

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

第37条 付録1 事故シナシスグループ及び重要事故シナシス等の選定について
 別添3. レベル1PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>f. 2次冷却系の破断 「主蒸気管破断」と「主給水管破断」についてはいずれも蒸気発生器1基からの除熱に期待できなくなり、破断ループの隔離操作が必要となるため、事象の類似性から「2次冷却系の破断」として分類し、独立した起因事象として取り扱う。</p> <p>g. 蒸気発生器伝熱管破損 蒸気発生器伝熱管1本の完全両端破断を想定する事象であり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が損なわれ、破損蒸気発生器の隔離に失敗した場合に、原子炉格納容器をバイパスして環境に放射性物質が放出される可能性のある事象であるため、独立した起因事象として取り扱う。</p> <p>h. その他の事象 事象発生によりプラントパラメータが変動し、原子炉トリップ信号が発生して原子炉トリップに至る事象であり、機器の故障及び人的過誤によりプラントが停止する事象を</p>	<p>○ 直流電源故障（区分Ⅰ，Ⅱ） 区分Ⅰ又はⅡの直流電源の故障により原子炉を手動停止する事象である。本事象は従属性を有する起因事象であり、当該区分の系統が機能喪失する。</p> <p>○ タービン・サポート系故障 タービン設備のサポート系が機能喪失し、タービン設備に期待できない状態で原子炉を手動停止する事象である。本事象は従属性を有する起因事象であり、給復水系が機能喪失する。</p> <p>a. 過渡事象 事象発生によりプラントパラメータが変動し、原子炉スクラム信号が発生して原子炉スクラムに至る事象である。事象の進展や緩和設備の状況から以下のとおりグループ化</p>	<p>f. 2次冷却系の破断 「主蒸気管破断」と「主給水管破断」についてはいずれも蒸気発生器1基からの除熱に期待できなくなり、破断ループの隔離操作が必要となるため、事象の類似性から「2次冷却系の破断」として分類し、単独で1つの起因事象グループとする。</p> <p>g. 蒸気発生器伝熱管破損 蒸気発生器伝熱管1本の完全両端破断を想定する事象であり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が損なわれ、破損蒸気発生器の隔離に失敗した場合に、原子炉格納容器をバイパスして環境に放射性物質が放出される可能性のある事象であるため、単独で1つの起因事象グループとする。</p> <p>h. その他の事象 事象発生によりプラントパラメータが変動し、原子炉トリップ信号が発生して原子炉トリップに至る事象であり、機器の故障及び人的過誤によりプラントが停止する事象を</p>	<p>評価となっている)</p> <p>【女川】 ■評価方針の相違 ・直流母線の1系列喪失については3.1.1.b①(2)e.のとおり起因事象から除外している (大飯に記載はないが泊と同様の評価となっている)</p> <p>【女川】 ■評価方針の相違 ・泊はタービン設備の故障等によりプラントの手動停止に至る事象は手動停止の起因事象のグループで考慮している (大飯に記載はないが泊と同様の評価となっている)</p> <p>【女川】 ■評価方針の相違 ・評価対象とする起因事象の相違のため、f.については大飯と比較する</p> <p>【女川】 ■設計の相違 ・評価対象とする起因事象の相違のため、g.については大飯と比較する</p> <p>【女川】 ■設計の相違 ・過渡事象に分類される事象はPWRとBWRの設計の相違に</p>

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

第37条 付録1 事故シナシスグループ及び重要事故シナシス等の選定について
 別添 3. レベル1PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>グループ化するが、事象の進展が異なる一部の事象については独立した起因事象として取り扱う。</p> <ul style="list-style-type: none"> 主給水流量喪失 (給水に係る緩和設備の信頼性が異なる) 外部電源喪失 (非常用所内交流電源の成否がサポート系の信頼性に影響を及ぼす) 過渡事象 (外部電源喪失と主給水流量喪失を除く異常な過渡変化) <p>以上の検討結果より、本プラントの評価対象とする起因事象として12事象を選定した。選定した起因事象は第1.1.1.b-5表に示す。</p> <p>(4) 起因事象の発生頻度評価 起因事象の発生頻度は、以下の手法（a.又はb.）を用いて算出した。</p> <p>a. プラントの運転経験※から得られた起因事象の発生件数と運転期間（運転時間又は暦日）を用いる。（※：2011年3月31日現在。なお、国内初のPWRプラント運開（1970年11月28日）以降1976年3月31日までの期間は、第1.1.1.b-1図に示すように国内PWRプラントとして初期に発生したものと考えられ、レベル1PSA学会標準に基づき近年の運転状況を反映するのに適切ではないことから、運転期間の対象として考慮していない。第1.1.1.b-6表に、除外している事象の一覧を示す。）</p>	<p>を行った。</p> <ul style="list-style-type: none"> 非隔離事象 隔離事象 全給水喪失 水位低下事象 RPS誤動作等 外部電源喪失 S/R弁誤開放 <p>以上の検討結果より、本プラントの評価対象とする起因事象として19事象を選定した。選定した起因事象について概要とともに第3.1.1.b-4表に示す。（別紙3.1.1.b-6）</p> <p>(4) 起因事象の発生頻度評価 選定された起因事象に基づき、レベル1PRAにおいて使用する起因事象の発生頻度を評価した結果を第3.1.1.b-5表に示す（別紙3.1.1.b-7）。各起因事象の発生頻度評価の考え方を以下に示す。（別紙3.1.1.b-8）</p> <p>a. 過渡事象及び従属性を有する起因事象の発生頻度評価 過渡事象及び従属性を有する起因事象の発生頻度は、国内BWRの運転実績に基づいて算定している。運転実績には利用可能なデータである平成20年度（平成21年3月）までのデータを用い、発生した事象を各起因事象に分類し、その件数を運転炉年を除いて発生頻度を算出している。（別紙3.1.1.b-9）</p>	<p>グループ化するが、事象の進展や緩和設備の状況から以下のとおりグループ化を行った。</p> <ul style="list-style-type: none"> 主給水流量喪失 (給水に係る緩和設備の信頼性が異なる) 外部電源喪失 (非常用所内交流電源の成否がサポート系の信頼性に影響を及ぼす) 過渡事象 (外部電源喪失と主給水流量喪失を除く異常な過渡変化) <p>以上の検討結果より、本プラントの評価対象とする起因事象として12事象を選定した。選定した起因事象について概要とともに第3.1.1.b-4表に示す。（補足3.1.1.b-7）</p> <p>(4) 起因事象の発生頻度評価 選定された起因事象に基づき、レベル1PRAにおいて使用する起因事象の発生頻度を評価した結果を第3.1.1.b-5表に示す（補足3.1.1.b-8）。各起因事象の発生頻度評価の考え方を以下に示す。（補足3.1.1.b-9）</p> <p>a. プラントの運転経験※から得られた起因事象の発生件数と運転期間（運転時間又は暦日）を用いる。（※：2011年3月31日現在。なお、国内初のPWRプラント運開（1970年11月28日）以降1976年3月31日までの期間は、第3.1.1.b-1図に示すように国内PWRプラントとして初期に発生したものと考えられ、レベル1PSA学会標準に基づき近年の運転状況を反映するのに適切ではないことから、運転期間の対象として考慮していない。第3.1.1.b-6表に、除外している事象の一覧を示す。） （補足3.1.1.b-10）</p>	<p>より異なるため、h.については大飯と比較する（着色せず）</p> <p>【女川】 ■個別評価による相違 【女川】 ■付番の相違 ・資料番号の相違 （以下、相違理由説明を省略）</p> <p>【女川】 ■評価方針の相違 ・使用するデータの相違。泊はレベル1PSA学会標準に基づき、国内及び米国ともに発生実績のない起因事象に対しては、国内及び米国の運転実績を適用している。評価時点で利用可能なデータを用いている点は同様（大飯と同様） （以下、相違理由説明を省略）</p>

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

第37条 付録1 事故シナシグループ及び重要事故シナシ等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>b. フォールトツリーによるシステム信頼性解析を用いる。</p> <p>インターフェイスシステムLOCA及びATWS以外の起 因事象は、a.の手法を用いて、起因事象発生頻度を算出 した。その際、次の基本的な考え方にに基づき検討及び評価し した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 国内で発生実績のある起因事象は、現実的な評価を実施 するとの観点から、国内の運転実績を適用する。 国内及び米国共に発生実績のない起因事象は、現実的な 評価を実施するとの観点から、PRAに係る基本設計で ある1次冷却系や安全系の構成、容量が、日本と米国で 大きな差異がないことを踏まえ、国内と米国の運転実績 を適用する。 <p>なお、後者については、工学的判断による設定に基づき発 生件数を0.5件として評価した。</p> <p>一方、インターフェイスシステムLOCAは、b.の手法を 用いて弁の数や設置位置等から機器故障率を用いて起因事象 発生頻度を算出した。また、ATWSは、a.の手法を用いて 原子炉トリップに至る頻度を、b.の手法を用いて原子炉トリ ップ失敗確率をそれぞれ算出して、両者の積によって起因事 象発生頻度を算出した。</p> <p>起因事象発生頻度の算出に用いた評価時間とその考え方 について、以下の表に示す。</p>	<p>なお、発生件数がない事象については発生を0.5件として 算定している。</p>	<p>b. フォールトツリーによるシステム信頼性解析を用いる。</p> <p>インターフェイスシステムLOCA及びATWS以外の起 因事象は、a.の手法を用いて、起因事象発生頻度を算出した。その 際、次の基本的な考え方にに基づき検討及び評価した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 国内で発生実績のある起因事象は、現実的な評価を実施 するとの観点から、国内の運転実績を適用する。 国内及び米国共に発生実績のない起因事象は、現実的な 評価を実施するとの観点から、PRAに係る基本設計で ある1次冷却系や安全系の構成、容量が、日本と米国で大 きな差異がないことを踏まえ、国内と米国の運転実績を 適用する。 <p>なお、後者については、工学的判断による設定に基づき発 生件数を0.5件として評価した。</p> <p>一方、インターフェイスシステムLOCAは、b.の手法を用 いて弁の数や設置位置等から機器故障率を用いて起因事象発生 頻度を算出した。また、ATWSは、a.の手法を用いて原子炉トリ ップに至る頻度を、b.の手法を用いて原子炉トリップ失敗 確率をそれぞれ算出して、両者の積によって起因事象発生頻 度を算出した。</p> <p>起因事象発生頻度の算出に用いた評価時間とその考え方 について、以下の表に示す。</p>	<p>【女川】 ■記載方針の相違 ・記載充実（大飯と同様）</p> <p>【女川】 ■記載方針の相違 ・記載充実 ・泊は起因事象の発生頻度評 価の基本的な考え方を示した 上で、各起因事象発生頻度の 評価過程を示しており、女川 に記載がないため大飯と比較 する</p> <p>【女川】 ■記載表現の相違 ・記載充実（大飯と同様）</p> <p>【女川】 ■記載方針の相違 ・記載充実のため、泊はシス テム信頼性解析により起因事 象の発生頻度評価を評価する 起因事象について記載してお り、女川に記載がないためは 大飯と比較する</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉			女川原子力発電所2号炉			泊発電所3号炉			相違理由																																					
<table border="1"> <thead> <tr> <th>起回事象</th> <th>運転実績（評価時間）</th> <th>考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA ・2次冷却系の破断</td> <td>・国内PWRプラント発電期間（運転開始～2011年3月31日(4819年)） ・米国PWRプラント臨界時間（運転開始～2011年3月31日(1,839年)）</td> <td>日本及び米国で発生経験がなく、RCSバウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。 なお、当該事象は出力運転時のみ発生し得る事象であるため、発電期間を用いた。</td> </tr> <tr> <td>・原子炉補機冷却機喪失</td> <td>・国内PWRプラント運転期間（運転開始～2011年3月31日(6329年)） ・米国PWRプラント臨界時間（運転開始～2011年3月31日(1,839年)）</td> <td>日本及び米国で発生経験がなく、RCSバウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。 なお、当該事象は停止時も発生し得る事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。</td> </tr> <tr> <td>・主給水流量喪失 ・蒸気発生器伝熱管破損 ・過渡事象 ・手動停止</td> <td>・国内PWRプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日(475年)）</td> <td>国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。 なお、当該事象は出力運転時のみ発生し得る事象であるため、発電期間を用いた。</td> </tr> <tr> <td>・外部電源喪失</td> <td>・国内PWRプラント運転期間（1976年4月1日～2011年3月31日(621年)）</td> <td>国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。 なお、当該事象は停止時も発生し得る事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。</td> </tr> <tr> <td>・ATWS</td> <td>・国内PWRプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日(475年)）</td> <td>1次冷却材圧力及び温度の観点で厳しく、ATWS緩和設備に期待する必要がある「運転時の異常な過渡変化」のうち実績のある事象、国内における運転時の異常な過渡変化の発生頻度に、システム信頼性解析で算出した原子炉トリップの非信頼度を乗じて算出した。</td> </tr> <tr> <td>・インターフェイスシステムLOCA</td> <td>—</td> <td>日本及び米国で発生経験がないため、格納容器を貫通し高圧設計部と低圧設計部のインターフェイスとなる配管のうち、弁の故障により低圧設計部が過圧され、その結果としてインターフェイスシステムLOCAになり得る配管を特定し、システム信頼性解析により発生頻度を算出した。</td> </tr> </tbody> </table>	起回事象	運転実績（評価時間）	考え方	・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA ・2次冷却系の破断	・国内PWRプラント発電期間（運転開始～2011年3月31日(4819年)） ・米国PWRプラント臨界時間（運転開始～2011年3月31日(1,839年)）	日本及び米国で発生経験がなく、RCSバウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。 なお、当該事象は出力運転時のみ発生し得る事象であるため、発電期間を用いた。	・原子炉補機冷却機喪失	・国内PWRプラント運転期間（運転開始～2011年3月31日(6329年)） ・米国PWRプラント臨界時間（運転開始～2011年3月31日(1,839年)）	日本及び米国で発生経験がなく、RCSバウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。 なお、当該事象は停止時も発生し得る事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。	・主給水流量喪失 ・蒸気発生器伝熱管破損 ・過渡事象 ・手動停止	・国内PWRプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日(475年)）	国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。 なお、当該事象は出力運転時のみ発生し得る事象であるため、発電期間を用いた。	・外部電源喪失	・国内PWRプラント運転期間（1976年4月1日～2011年3月31日(621年)）	国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。 なお、当該事象は停止時も発生し得る事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。	・ATWS	・国内PWRプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日(475年)）	1次冷却材圧力及び温度の観点で厳しく、ATWS緩和設備に期待する必要がある「運転時の異常な過渡変化」のうち実績のある事象、国内における運転時の異常な過渡変化の発生頻度に、システム信頼性解析で算出した原子炉トリップの非信頼度を乗じて算出した。	・インターフェイスシステムLOCA	—	日本及び米国で発生経験がないため、格納容器を貫通し高圧設計部と低圧設計部のインターフェイスとなる配管のうち、弁の故障により低圧設計部が過圧され、その結果としてインターフェイスシステムLOCAになり得る配管を特定し、システム信頼性解析により発生頻度を算出した。			<table border="1"> <thead> <tr> <th>起回事象</th> <th>運転実績（評価時間）</th> <th>考え方</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA ・2次冷却系の破断</td> <td>・国内PWRプラント発電期間（運転開始～2011年3月31日(4819年)） ・米国PWRプラント臨界時間（運転開始～2011年3月31日(1,839年)）</td> <td>日本及び米国で発生経験がなく、RCSバウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。 なお、当該事象は出力運転時のみ発生し得る事象であるため、発電期間を用いた。</td> </tr> <tr> <td>・原子炉補機冷却機喪失</td> <td>・国内PWRプラント運転期間（運転開始～2011年3月31日(6329年)） ・米国PWRプラント臨界時間（運転開始～2011年3月31日(1,839年)）</td> <td>日本及び米国で発生経験がなく、RCSバウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。 なお、当該事象は停止時も発生し得る事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。</td> </tr> <tr> <td>・主給水流量喪失 ・蒸気発生器伝熱管破損 ・過渡事象 ・手動停止</td> <td>・国内PWRプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日(475年)）</td> <td>国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。 なお、当該事象は出力運転時のみ発生し得る事象であるため、発電期間を用いた。</td> </tr> <tr> <td>・外部電源喪失</td> <td>・国内PWRプラント運転期間（1976年4月1日～2011年3月31日(621年)）</td> <td>国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。 なお、当該事象は停止時も発生し得る事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。</td> </tr> <tr> <td>・ATWS</td> <td>・国内PWRプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日(475年)）</td> <td>1次冷却材圧力・温度の観点で厳しく、共通要因故障対策（自動制御）（ATWS緩和設備）に期待する必要がある「運転時の異常な過渡変化」のうち実績のある事象、国内における運転時の異常な過渡変化の発生頻度に、システム信頼性解析で算出した原子炉トリップの非信頼度を乗じて算出した。</td> </tr> <tr> <td>・インターフェイスシステムLOCA</td> <td>—</td> <td>日本及び米国で発生経験がないため、格納容器を貫通し高圧設計部と低圧設計部のインターフェイスとなる配管のうち、弁の故障により低圧設計部が過圧され、その結果としてインターフェイスシステムLOCAになり得る配管を特定し、システム信頼性解析により発生頻度を算出した。</td> </tr> </tbody> </table>	起回事象	運転実績（評価時間）	考え方	・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA ・2次冷却系の破断	・国内PWRプラント発電期間（運転開始～2011年3月31日(4819年)） ・米国PWRプラント臨界時間（運転開始～2011年3月31日(1,839年)）	日本及び米国で発生経験がなく、RCSバウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。 なお、当該事象は出力運転時のみ発生し得る事象であるため、発電期間を用いた。	・原子炉補機冷却機喪失	・国内PWRプラント運転期間（運転開始～2011年3月31日(6329年)） ・米国PWRプラント臨界時間（運転開始～2011年3月31日(1,839年)）	日本及び米国で発生経験がなく、RCSバウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。 なお、当該事象は停止時も発生し得る事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。	・主給水流量喪失 ・蒸気発生器伝熱管破損 ・過渡事象 ・手動停止	・国内PWRプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日(475年)）	国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。 なお、当該事象は出力運転時のみ発生し得る事象であるため、発電期間を用いた。	・外部電源喪失	・国内PWRプラント運転期間（1976年4月1日～2011年3月31日(621年)）	国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。 なお、当該事象は停止時も発生し得る事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。	・ATWS	・国内PWRプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日(475年)）	1次冷却材圧力・温度の観点で厳しく、共通要因故障対策（自動制御）（ATWS緩和設備）に期待する必要がある「運転時の異常な過渡変化」のうち実績のある事象、国内における運転時の異常な過渡変化の発生頻度に、システム信頼性解析で算出した原子炉トリップの非信頼度を乗じて算出した。	・インターフェイスシステムLOCA	—	日本及び米国で発生経験がないため、格納容器を貫通し高圧設計部と低圧設計部のインターフェイスとなる配管のうち、弁の故障により低圧設計部が過圧され、その結果としてインターフェイスシステムLOCAになり得る配管を特定し、システム信頼性解析により発生頻度を算出した。	<p>【女川】</p> <p>■記載方針の相違</p> <p>・記載充実のため、泊は起回事象発生頻度の算出に用いた評価時間とその考え方を表に整理しており、大飯と比較する</p>
起回事象	運転実績（評価時間）	考え方																																												
・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA ・2次冷却系の破断	・国内PWRプラント発電期間（運転開始～2011年3月31日(4819年)） ・米国PWRプラント臨界時間（運転開始～2011年3月31日(1,839年)）	日本及び米国で発生経験がなく、RCSバウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。 なお、当該事象は出力運転時のみ発生し得る事象であるため、発電期間を用いた。																																												
・原子炉補機冷却機喪失	・国内PWRプラント運転期間（運転開始～2011年3月31日(6329年)） ・米国PWRプラント臨界時間（運転開始～2011年3月31日(1,839年)）	日本及び米国で発生経験がなく、RCSバウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。 なお、当該事象は停止時も発生し得る事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。																																												
・主給水流量喪失 ・蒸気発生器伝熱管破損 ・過渡事象 ・手動停止	・国内PWRプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日(475年)）	国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。 なお、当該事象は出力運転時のみ発生し得る事象であるため、発電期間を用いた。																																												
・外部電源喪失	・国内PWRプラント運転期間（1976年4月1日～2011年3月31日(621年)）	国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。 なお、当該事象は停止時も発生し得る事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。																																												
・ATWS	・国内PWRプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日(475年)）	1次冷却材圧力及び温度の観点で厳しく、ATWS緩和設備に期待する必要がある「運転時の異常な過渡変化」のうち実績のある事象、国内における運転時の異常な過渡変化の発生頻度に、システム信頼性解析で算出した原子炉トリップの非信頼度を乗じて算出した。																																												
・インターフェイスシステムLOCA	—	日本及び米国で発生経験がないため、格納容器を貫通し高圧設計部と低圧設計部のインターフェイスとなる配管のうち、弁の故障により低圧設計部が過圧され、その結果としてインターフェイスシステムLOCAになり得る配管を特定し、システム信頼性解析により発生頻度を算出した。																																												
起回事象	運転実績（評価時間）	考え方																																												
・大破断LOCA ・中破断LOCA ・小破断LOCA ・2次冷却系の破断	・国内PWRプラント発電期間（運転開始～2011年3月31日(4819年)） ・米国PWRプラント臨界時間（運転開始～2011年3月31日(1,839年)）	日本及び米国で発生経験がなく、RCSバウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。 なお、当該事象は出力運転時のみ発生し得る事象であるため、発電期間を用いた。																																												
・原子炉補機冷却機喪失	・国内PWRプラント運転期間（運転開始～2011年3月31日(6329年)） ・米国PWRプラント臨界時間（運転開始～2011年3月31日(1,839年)）	日本及び米国で発生経験がなく、RCSバウンダリ設計において日米間に大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績を採用した。 なお、当該事象は停止時も発生し得る事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。																																												
・主給水流量喪失 ・蒸気発生器伝熱管破損 ・過渡事象 ・手動停止	・国内PWRプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日(475年)）	国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。 なお、当該事象は出力運転時のみ発生し得る事象であるため、発電期間を用いた。																																												
・外部電源喪失	・国内PWRプラント運転期間（1976年4月1日～2011年3月31日(621年)）	国内で発生経験があることから、日本の運転実績を採用した。ただし、統計的検定を行って突出したピークがある運転開始初期の時期は除いた。 なお、当該事象は停止時も発生し得る事象であるため、停止時間を含めた運転期間を用いた。																																												
・ATWS	・国内PWRプラント発電期間（1976年4月1日～2011年3月31日(475年)）	1次冷却材圧力・温度の観点で厳しく、共通要因故障対策（自動制御）（ATWS緩和設備）に期待する必要がある「運転時の異常な過渡変化」のうち実績のある事象、国内における運転時の異常な過渡変化の発生頻度に、システム信頼性解析で算出した原子炉トリップの非信頼度を乗じて算出した。																																												
・インターフェイスシステムLOCA	—	日本及び米国で発生経験がないため、格納容器を貫通し高圧設計部と低圧設計部のインターフェイスとなる配管のうち、弁の故障により低圧設計部が過圧され、その結果としてインターフェイスシステムLOCAになり得る配管を特定し、システム信頼性解析により発生頻度を算出した。																																												
<p>各事象の算出手法の詳細は以下のとおり。</p> <p>(a) LOCAの発生頻度</p> <p>LOCAは、日本及び米国で発生経験がなく、かつ、原子炉冷却材圧力バウンダリの設計において日米間で大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績に基づいて小破断LO</p>	<p>b. LOCAの発生頻度</p> <p>LOCAの発生頻度は、NUREG-1829 及びNUREG/CR-5750 のデータに基づき算出した。（別紙3.1.1.b-11, 12）</p>	<p>各事象の算出手法の詳細は以下のとおり。</p> <p>(a) LOCAの発生頻度</p> <p>LOCAは、日本及び米国で発生経験がなく、かつ、原子炉冷却材圧力バウンダリの設計において日米間で大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績に基づいて小破断LO</p>	<p>【女川】</p> <p>■記載方針の相違</p> <p>・記載充実（大飯と同様）</p> <p>【女川】</p> <p>・泊と女川との起回事象発生頻度評価の比較のため女川のa.～e.を入れ替えている</p> <p>【女川】</p> <p>■評価方針による相違</p> <p>・PWRの評価方法は女川と異</p>																																											

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

第37条 付録1 事故シナリオグループ及び重要事故シナリオ等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>CAの発生頻度を算定した。</p> <p>WASH-1400の考え方にに基づき大破断LOCAの発生頻度は小破断LOCAの発生頻度の1/10として算出し、中破断LOCAの発生頻度は小破断LOCAの発生頻度と大破断LOCAの発生頻度の相乗平均として算出した。</p> <p>○ 小破断LOCAの発生頻度 $= 0.5 / (481 + 1839) = 2.2 \times 10^{-4}$ (／炉年) 481：運転開始からの国内PWRプラント発電期間(年) 1839：運転開始からの米国PWRプラント臨界時間(年)</p> <p>○ 大破断LOCAの発生頻度 $= 2.2 \times 10^{-4} / 10 = 2.2 \times 10^{-5}$ (／炉年)</p> <p>○ 中破断LOCAの発生頻度 $= (\text{大破断LOCAの発生頻度} \times \text{小破断LOCAの発生頻度})^{1/2}$ $= 6.8 \times 10^{-5}$ (／炉年)</p> <p>(b) 2次冷却系の破断、原子炉補機冷却機能喪失の発生頻度 これらの事象は、日本及び米国で発生経験がなく、かつ、設計において日米間で大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績に基づいて発生頻度を算定した。</p> <p>○ 2次冷却系の破断の発生頻度 $= 0.5 / (481 + 1839) \times 2 = 4.3 \times 10^{-4}$ (／炉年) 481：運転開始からの国内PWRプラント発電期間(年) 1839：運転開始からの米国PWRプラント臨界時間(年) ×2：主蒸気管破断及び主給水管破断それぞれについて評価</p> <p>○ 原子炉補機冷却機能喪失の発生頻度 $= 0.5 / (632 + 1839) = 2.0 \times 10^{-4}$ (／炉年)</p>	<p>(b) 従属性を有する起因事象 発生件数はないため、発生件数を0.5件とし、延べ発電時間については各プラントの発電時間と系統数及び母線数より算出したものを使用し、従属性を有する起因事象の発生頻度について算出を行った。</p> <p>○ 原子炉補機冷却系故障の発生頻度 $= 0.5 / 693.6 = 7.2E-04$ /炉年</p>	<p>CAの発生頻度を算定した。</p> <p>WASH-1400の考え方にに基づき、大破断LOCAの発生頻度は小破断LOCAの発生頻度の1/10として算出し、中破断LOCAの発生頻度は小破断LOCAの発生頻度と大破断LOCAの発生頻度の相乗平均として算出した。〔補足 3.1.1.b-11〕</p> <p>○ 小破断LOCAの発生頻度 $= 0.5 / (481 + 1839) = 2.2 \times 10^{-4}$ (／炉年) 481：運転開始からの国内PWRプラント発電期間(年) 1839：運転開始からの米国PWRプラント臨界時間(年)</p> <p>○ 大破断LOCAの発生頻度 $= 2.2 \times 10^{-4} / 10 = 2.2 \times 10^{-5}$ (／炉年)</p> <p>○ 中破断LOCAの発生頻度 $= (\text{大破断LOCAの発生頻度} \times \text{小破断LOCAの発生頻度})^{1/2}$ $= 6.8 \times 10^{-5}$ (／炉年)</p> <p>(b) 2次冷却系の破断、原子炉補機冷却機能喪失の発生頻度 これらの事象は、日本及び米国で発生経験がなく、かつ、設計において日米間で大きな差異がないため、日本及び米国の運転実績に基づいて発生頻度を算定した。</p> <p>○ 2次冷却系の破断の発生頻度 $= 0.5 / (481 + 1839) \times 2 = 4.3 \times 10^{-4}$ (／炉年) 481：運転開始からの国内PWRプラント発電期間(年) 1839：運転開始からの米国PWRプラント臨界時間(年) 2：主蒸気管破断及び主給水管破断それぞれについて評価</p> <p>○ 原子炉補機冷却機能喪失の発生頻度 $= 0.5 / (632 + 1839) = 2.0 \times 10^{-4}$ (／炉年)</p>	<p>なるため、LOCAの発生頻度については大飯と比較する(着色せず)。なお、女川の別紙3.1.1.b-12では、原子炉圧力バウンダリ内のECCS配管が破断し、ECCSに期待できない場合のLOCAのCDFを感度解析として評価している。PWRでは破断ループへのECCS注入には期待しておらず、破断箇所としてECCS配管を想定した場合においても成功基準に変更はなく、炉心損傷頻度への影響はないため、同様の資料作成していない。</p> <p>〔女川〕 ■評価方針の相違 ・評価対象とする起因事象や評価手法の相違のため、泊の(b)については大飯と比較する(着色せず)</p> <p>〔大飯〕 ■記載表現の相違</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>632：運転開始からの国内PWRプラント運転期間* (年) 1839：運転開始からの米国PWRプラント臨界時間 (年) ※原子炉補機冷却機能喪失は出力運転中のみならず、 運転停止中においても発生し得る事象であるため、 発電期間ではなく運転停止中の期間も含めた運転期 間を運転実績として使用する（運転期間＝発電期間 ＋運転停止中期間）。なお、米国の停止時間につい ては、停止時における原子炉補機冷却水系の運用に 関する情報が少なく、国内の運用と異なる可能性が あり、当該発生頻度を米国の停止時間を含めて下げ ることは非保守側と考え、含めない扱とした。</p> <p>(c) 主給水流量喪失、外部電源喪失、蒸気発生器伝熱管破損、 過渡事象、手動停止の発生頻度 これらの事象は、国内で発生実績があることから、国内の 運転実績に基づいて発生頻度を算定した。</p> <p>○ 主給水流量喪失の発生頻度 = 5 / 475 = 1.1×10⁻² (/ 炉年) 5 : 発生実績*1 (件) ※1 美浜1号(1978/12/6)、高浜1号(1981/4/7)、大 飯2号(1983/4/10)、敦賀2号(1989/6/28)、美浜 3号(2004/8/9) 475 : 国内PWRプラント発電期間 (年)</p> <p>○ 外部電源喪失の発生頻度 = 3 / 621 = 4.8×10⁻³ (/ 炉年)</p> <p>3 : 発生実績*2 (件) ※2 伊方1号(1980/8/27)、敦賀2号(1999/12/15)、泊2 号(2000/5/19)</p>	<p>693.6：国内BWRプラントの原子炉補機冷却系の系統数 と発電時間の積分値 (炉年)</p> <p>○ 外部電源喪失の発生頻度 (別紙3.1.1.b-10) = (2 + 1) / 706.1 = 4.2E-03/炉年</p> <p>2 : 運転時に発生した外部電源喪失の発生件数 (件) 1 : 停止時に発生した外部電源喪失の発生件数 (件)</p>	<p>632：運転開始からの国内PWRプラント運転期間* (年) 1839：運転開始からの米国PWRプラント臨界時間 (年) ※原子炉補機冷却機能喪失は出力運転中のみならず、 運転停止中においても発生し得る事象であるため、 発電期間ではなく運転停止中の期間も含めた運転期 間を運転実績として使用する（運転期間＝発電期間 ＋運転停止中期間）。なお、米国の停止時間につい ては、停止時における原子炉補機冷却水系の運用に 関する情報が少なく、国内の運用と異なる可能性が あり、当該発生頻度を米国の停止時間を含めて下げ ることは非保守側と考え、含めない扱とした。</p> <p>(c) 主給水流量喪失、外部電源喪失、蒸気発生器伝熱管破損、 過渡事象、手動停止の発生頻度 これらの事象は、国内で発生実績があることから、国内の 運転実績に基づいて発生頻度を算定した。</p> <p>○ 主給水流量喪失の発生頻度 = 5 / 475 = 1.1×10⁻² (/ 炉年) 5 : 発生実績*1 (件) ※1 美浜1号(1978/12/6)、高浜1号(1981/4/7)、大 飯2号(1983/4/10)、敦賀2号(1989/6/28)、美浜 3号(2004/8/9) 475 : 国内PWRプラント発電期間 (年)</p> <p>○ 外部電源喪失の発生頻度 (補足3.1.1.b-12) = (1 + 2) / 621 = 4.8×10⁻³ (/ 炉年)</p> <p>1 : 運転時に発生した外部電源喪失の発生件数*2 (件) ※2 伊方1号(1980/8/27) 2 : 停止時に発生した外部電源喪失の発生件数*3 (件) ※3 敦賀2号(1999/12/15)、泊2号(2000/5/19)</p>	<p>【女川】 ■評価方針の相違 ・評価対象とする起因事象の 相違のため、(c)及び主給水流 量喪失の発生頻度については 大飯と比較する</p> <p>【女川】 ■個別評価による相違</p> <p>【女川】 ■記載方針の相違 ・記載充実のため、外部電源 喪失の発生実績を記載してい</p>

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

第37条 付録1 事故シナシグループ及び重要事故シナシ等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>621：国内PWRプラント運転期間^{※3}（年）</p> <p>※3 外部電源喪失は出力運転中のみならず、運転停止中においても発生し得る事象であるため、発電期間ではなく運転停止中の期間も含めた運転期間を運転実績として使用する（運転期間＝発電期間＋運転停止期間）。</p> <p>○ 蒸気発生器伝熱管破損の発生頻度</p> $= 1 / (4.1 \times 10^{10} \times (1-0.1)) \times (3382 \times 4) \times 8760$ $= 3.2 \times 10^{-3} \text{ (／炉年)}$ <p>1：発生実績^{※4}（件）</p> <p>※4 美浜2号(1991/2/9)</p> <p>4.1×10¹⁰：国内プラントの蒸気発生器伝熱管本数と発電期間の積分値（本・時間）</p> <p>0.1：伝熱管施検率</p> <p>3382×4：当該プラントの伝熱管本数（本）</p> <p>8760：時間から年への換算係数（8760=365×24）（時間／年）</p> <p>○ 過渡事象の発生頻度</p> $= 46 / 475 = 9.7 \times 10^{-2} \text{ (／炉年)}$ <p>46：発生実績^{※5}（件）</p> <p>※5 玄海4号(2008/6/20)、美浜1号(2008/11/20)等</p> <p>475：国内PWRプラント発電期間（年）</p>	<p>706.1：平成20年度末までのBWRプラントの暦年※（炉年）</p> <p>※外部電源喪失は出力運転中のみならず、運転停止中においても発生し得る事象であるため、発電期間ではなく運転停止中の期間も含めた暦年を運転実績として使用する（暦年＝発電時間＋運転停止中期間）。</p> <p>(a) 過渡事象</p> <p>○ 非隔離事象の発生頻度</p> $= 81 / 488.1 = 1.7E-01 / \text{炉年}$ <p>81：非隔離事象の発生件数（件）</p> <p>488.1：平成20年度末までの国内BWRプラント発電時間（炉年）</p>	<p>621：国内PWRプラント運転期間^{※4}（年）</p> <p>※4 外部電源喪失は出力運転中のみならず、運転停止中においても発生し得る事象であるため、発電期間ではなく運転停止中の期間も含めた運転期間を運転実績として使用する（運転期間＝発電期間＋運転停止中期間）。</p> <p>○ 蒸気発生器伝熱管破損の発生頻度</p> $= 1 / (4.1 \times 10^{10} \times (1-0.1)) \times (3386 \times 3) \times 8760$ $= 2.4 \times 10^{-3} \text{ (／炉年)}$ <p>1：発生実績^{※5}（件）</p> <p>※5 美浜2号(1991/2/9)</p> <p>4.1×10¹⁰：国内プラントの蒸気発生器伝熱管本数と発電期間の積分値（本・時間）</p> <p>0.1：伝熱管施検率</p> <p>3386×3：当該プラントの伝熱管本数（本）</p> <p>8760：時間から年への換算係数（8760=365×24）（時間／年）</p> <p>○ 過渡事象の発生頻度</p> $= 46 / 475 = 9.7 \times 10^{-2} \text{ (／炉年)}$ <p>46：発生実績^{※6}（件）</p> <p>※6 玄海4号(2008/6/20)、美浜1号(2008/11/20)等</p> <p>475：国内PWRプラント発電期間（年）</p>	<p>る（大飯と同様）</p> <p>【女川】</p> <p>■記載表現の相違</p> <p>・PWRは別添3-3.1-3.1.1-22ページの記載「運転期間（運転時間又は暦日）」に基づき統一して「運転期間」と記載している</p> <p>【女川】</p> <p>■設計の相違</p> <p>・評価対象とする起因事象の相違のため、蒸気発生器伝熱管破損の発生頻度については大飯と比較する</p> <p>【大飯】</p> <p>■設計の相違</p> <p>・蒸気発生器の台数及び伝熱管本数が相違している（川内と同様）</p> <p>【女川】</p> <p>■設計の相違</p> <p>・評価対象とする起因事象の相違のため、過渡事象の発生頻度については大飯と比較する（女川の(a)全体に着色せ</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<ul style="list-style-type: none"> ○ 隔離事象の発生頻度 =13 / 488.1 = 2.7E-02/炉年 13：隔離事象の発生件数（件） 488.1：平成20年度末までの国内BWRプラント発電時間（炉年） ○ 全給水喪失の発生頻度 =5 / 488.1 = 1.0E-02/炉年 5：全給水喪失の発生件数（件） 488.1：平成20年度末までの国内BWRプラント発電時間（炉年） ○ 水位低下事象の発生頻度 =13 / 488.1 = 2.7E-02/炉年 13：水位低下事象の発生件数（件） 488.1：平成20年度末までの国内BWRプラント発電時間（炉年） ○ RPS誤動作等の発生頻度 =27 / 488.1 = 5.5E-02/炉年 27：RPS誤動作等の発生件数（件） 488.1：平成20年度末までの国内BWRプラント発電時間（炉年） ○ S/R弁誤開放の発生頻度 =0.5 / 488.1 = 1.0E-03/炉年 488.1：平成20年度末までの国内BWRプラント発電時間（炉年） ○ 交流電源故障の発生頻度 =0.5 / 3366.2 = 1.5E-04/炉年 3366.2：国内BWRプラントの交流母線数と発電時間の積分値（炉年） ○ 直流電源故障の発生頻度 =0.5 / 1763.3 = 2.8E-04/炉年 1763.3：国内BWRプラントの直流母線数と発電時間の積分値（炉年） ○ タービン・サポート系故障の発生頻度 =0.5 / 693.6 = 7.2E-04/炉年 693.6：国内BWRプラントのタービン・サポート系の系統数と発電時間の積分値（炉年） 		ず)

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

第37条 付録1 事故シナシグループ及び重要事故シナシ等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>○手動停止の発生頻度 = 110 / 475 = 2.3×10^{-1} (/ 炉年) 110 : 発生実績^{※6} (件) ※6 大飯2号(2007/12/16)、敦賀2号(2008/9/16)等 475 : 国内PWRプラント発電期間 (年)</p> <p>(d) ATWSの発生頻度 ATWSは、運転時の異常な過渡変化を起因事象としてその中で原子炉トリップに失敗している事象である。これらの事象は国内で外部電源喪失、主給水流量喪失及び負荷喪失事象について発生実績があることから、国内の運転実績に基づいて発生頻度を算定した。また原子炉トリップに失敗する確率はフォールトツリー解析によって評価する。なお、小破断LOCA等の事故を起因事象として原子炉トリップに失敗する事象は、発生頻度が非常に小さく、1次冷却材圧力の観点で厳しくないことから、ATWSとして考慮していない。</p> <p>ATWSの発生頻度 = $(34 / 475) \times 1.7 \times 10^{-7}$ = 1.2×10^{-8} (/ 炉年) 34 : ATの発生実績 (件)。ただし、想定事象として原子炉トリップ失敗を考慮する必要がない事象（例えば、原子炉保護系誤動作で原子炉トリップした事象、外部電源喪失の発生頻度でカウントしている事象のうち、定検時に起こった事象等）を除く。 475 : 国内PWRプラント発電期間 (年)</p> <p>1.7×10^{-7} : フォールトツリー解析により算出した原子炉トリップ失敗確率</p>	<p>(c) 通常停止 ○ 通常停止 = 807 / 488.1 = $1.7E+00$ / 炉年 807 : 通常停止の発生件数 (件) 488.1 : 平成20年度末までの国内BWRプラント発電時間 (炉年)</p>	<p>○手動停止の発生頻度 = 110 / 475 = 2.3×10^{-1} (/ 炉年) 110 : 発生実績^{※7} (件) ※7 大飯2号(2007/12/16)、敦賀2号(2008/9/16)等 475 : 国内PWRプラント発電期間 (年)</p> <p>(d) ATWSの発生頻度 ATWSは、運転時の異常な過渡変化を起因事象としてその中で原子炉トリップに失敗している事象である。これらの事象は国内で外部電源喪失、主給水流量喪失及び負荷喪失事象について発生実績があることから、国内の運転実績に基づいて発生頻度を算定した。また、原子炉トリップに失敗する確率はフォールトツリー解析によって評価する。(補足3.1.1.b-13) なお、小破断LOCA等の事故を起因事象として原子炉トリップに失敗する事象は、発生頻度が非常に小さく、1次冷却材圧力の観点で厳しくないことから、ATWSとして考慮していない。</p> <p>ATWSの発生頻度 = $(4.4 \times 10^{-2} + 2.7 \times 10^{-2}) \times 1.8 \times 10^{-7}$ = 1.2×10^{-8} (/ 炉年) 4.4×10^{-2} : タービントリップ操作が必要なATの発生実績21件を国内PWRプラント発電期間475年で除した値。ただし、想定事象として原子炉トリップ失敗を考慮する必要がない事象（例えば、原子炉保護系誤動作で原子炉トリップした事象、外部電源喪失の発生頻度でカウントしている事象のうち、定期事業者検査時に起こった事象等）を除く。 2.7×10^{-2} : タービントリップ操作が不要なATの発生実績13件を国内PWRプラント発電期間475年で除した値。ただし、想定事象として原子炉トリップ失敗を考慮する必要がない事象を除く。</p> <p>1.8×10^{-7} : フォールトツリー解析により算出した原子炉トリップ失敗確率</p>	<p>【女川】 ■評価方針の相違 ・評価対象とする起因事象の相違のため、泊の手動停止の発生頻度については泊と大飯を比較する(着色せず)</p> <p>【女川】 ■評価方針の相違 ・評価対象とする起因事象の相違のため、泊のATWSの発生頻度については泊と大飯を比較する</p> <p>【大飯】 ■記載表現の相違</p> <p>【大飯】 ■記載方針の相違 ・大飯と参照している国内実績は同じであるが、泊はATWSの発生頻度の算出過程について、詳細に記載している</p> <p>【大飯】 ■個別評価による相違 ・原子炉トリップ失敗確率はフォールトツリー解析より算出しているため大飯と異なる</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(e) インターフェイスシステムLOCAの発生頻度</p> <p>当該プラントの余熱除去系簡略系統図を第1.1.1.b-2図に示す。インターフェイスシステムLOCAに至るシーケンスとして以下の3つのシナリオが考えられる。</p> <p>①低温側注入ラインにある3つの逆止弁の同時故障</p> <p>②高温側注入ラインにある3つの逆止弁と1つの電動弁の同時故障</p> <p>③余熱除去ポンプの吸込側にある2つの電動弁の同時故障</p> <p>LOCAの原因となる故障モードのうち、弁のリークに対しては余熱除去系に設置されている逃がし弁が動作すれば過度の圧力上昇が生じることはなく、LOCAには至らないものと考え、上記弁のリーク発生時にはさらに逃がし弁の故障（開失敗）を考える。逆止弁、電動弁それぞれのリークの発生頻度は、機器故障率データより、</p> <ul style="list-style-type: none"> 逆止弁リーク：$7.1 \times 10^{-9}/h$ 電動弁リーク：$4.1 \times 10^{-9}/h$ <p>である。リークを超える破損のデータは原子力安全推進協会（JANSI）が管理している原子力施設情報公開ライブラリーNUCIA (http://www.nucia.jp/) のデータベースにはないため、リークのデータに10^{-1}を乗じた値を使用する。したがって、破損のデータは、</p> <ul style="list-style-type: none"> 逆止弁破損：$7.1 \times 10^{-10}/h$ 電動弁破損：$4.1 \times 10^{-10}/h$ <p>となる。</p> <p>このライン上の各弁の寿命時間を出力運転期間の1年とすると、弁のリーク／破損の発生確率は、</p> <ul style="list-style-type: none"> 逆止弁リークP(V1)：6.2×10^{-5} ($=7.1 \times 10^{-9} \times 24 \times 365$) 電動弁リークP(V2)：$3.6 \times 10^{-5}$ ($=4.1 \times 10^{-9} \times 24 \times 365$) 逆止弁破損P(V3)：$6.2 \times 10^{-6}$ ($=7.1 \times 10^{-10} \times 24 \times 365$) 	<p>c. インターフェイスシステムLOCAの発生頻度</p> <p>インターフェイスシステムLOCA（以下「ISLOCA」という。）は、原子炉圧力容器接続配管の高圧設計部と低圧設計部の隔離機能が喪失することにより、低圧設計部に設計圧力以上の圧力がかかり、低圧設計部が機器破損を引き起こして、原子炉冷却材が格納容器外に流出する事象である。</p> <p>JEAC4602に記載されている標準BWRの原子炉冷却材圧力バウンダリを参考に以下の配管を評価対象として選定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 高圧炉心スプレイ系注入配管 低圧炉心スプレイ系/低圧注水系注入配管 残留熱除去系原子炉停止時冷却モード戻り配管 残留熱除去系原子炉停止時冷却モード吸込み配管 <p>これらの配管に対して配管の破損や隔離弁の故障を考慮してフォールトツリーを作成し、ISLOCAの発生頻度を評価した。（別紙3.1.1.b-13, 14）</p>	<p>(e) インターフェイスシステムLOCAの発生頻度</p> <p>インターフェイスシステムLOCAは、原子炉容器接続配管の高圧設計部と低圧設計部の隔離機能が喪失することにより、低圧設計部に設計圧力以上の圧力がかかり、低圧設計部が機器破損を引き起こして、原子炉冷却材が格納容器外に流出する事象である。</p> <p>当該プラントの余熱除去系簡略系統図を第3.1.1.b-2図に示す。インターフェイスシステムLOCAに至るシーケンスとして以下の3つのシナリオが考えられる。</p> <p>①低温側注入ラインにある3つの逆止弁の同時故障</p> <p>②高温側注入ラインにある3つの逆止弁と1つの電動弁の同時故障</p> <p>③余熱除去ポンプの吸込側にある2つの電動弁の同時故障</p> <p>LOCAの原因となる故障モードのうち、弁のリークに対しては余熱除去系に設置されている逃がし弁が動作すれば過度の圧力上昇が生じることはなく、LOCAには至らないものと考え、上記弁のリーク発生時にはさらに逃がし弁の故障（開失敗）を考える。逆止弁、電動弁それぞれのリークの発生頻度は、機器故障率データより、</p> <ul style="list-style-type: none"> 逆止弁リーク：$7.1 \times 10^{-9}/h$ 電動弁リーク：$4.1 \times 10^{-9}/h$ <p>である。リークを超える破損のデータは原子力安全推進協会（JANSI）が管理している原子力施設情報公開ライブラリーNUCIA (http://www.nucia.jp/) のデータベースにはないため、リークのデータに10^{-1}を乗じた値を使用する。したがって、破損のデータは、</p> <ul style="list-style-type: none"> 逆止弁破損：$7.1 \times 10^{-10}/h$ 電動弁破損：$4.1 \times 10^{-10}/h$ <p>となる。</p> <p>このライン上の各弁の寿命時間を出力運転期間の1年とすると、弁のリーク／破損の発生確率は、</p> <ul style="list-style-type: none"> 逆止弁リークP(V1)：6.2×10^{-5} ($=7.1 \times 10^{-9} \times 24 \times 365$) 電動弁リークP(V2)：$3.6 \times 10^{-5}$ ($=4.1 \times 10^{-9} \times 24 \times 365$) 逆止弁破損P(V3)：$6.2 \times 10^{-6}$ ($=7.1 \times 10^{-10} \times 24 \times 365$) 	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載表現の相違 ・ 泊は読み替えを実施していない <p>【大飯】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■記載方針の相違 ・ 女川実績の反映 <p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価方針の相違 ・ PWRとBWRの設計の相違により記載内容が異なるため、大飯と比較する。（着色せず） また、女川の別紙3.1.1.b-13, 14に該当する資料は補足3.1.1.b-14として作成している

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

第37条 付録1 事故シナシグループ及び重要事故シナシ等の選定について
 別添 3. レベル1PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>・ 電動弁破損P(V4) : 3.6×10^{-6} ($=4.1 \times 10^{-10} \times 24 \times 365$) となる。また、逃がし弁の開失敗確率は機器故障率データより、</p> <p>・ 逃がし弁開失敗P(V5) : $1.4 \times 10^{-3} / \text{demand}^{\text{※7}}$ ※7 1/demand = 回/要求 を使用する。</p> <p>①低温側注入ライン 低温側注入ラインでインターフェイスシステムLOCAが発生する条件は、3つの直列な逆止弁の同時故障（破損）である。また、逆止弁のリークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合にLOCAが発生すると考える。弁故障によってLOCAに至るパスは8通りあり、第1.1.1.b-3図(1/4)及び第1.1.1.b-3図(2/4)に示す。したがって、低温側注入ラインでのインターフェイスシステムLOCAの発生頻度は、</p> $P1 = 8 \times (P(V3)^3 + P(V1)^3 \times P(V5) + 3 \times P(V1)^2 \times P(V3) \times P(V5) + 3 \times P(V1) \times P(V3)^2 \times P(V5)) = 5.5 \times 10^{-15} \text{ (/ 炉年)}$ <p>P(V3)³ : 3つの直列な逆止弁の破損 P(V1)³×P(V5) : 3つの直列な逆止弁がリークし、逃がし弁開失敗 P(V1)²×P(V3)×P(V5) : 2つの逆止弁がリーク、1つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗 P(V1)×P(V3)²×P(V5) : 1つの逆止弁がリーク、2つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗</p> <p>② 高温側注入ライン 高温側注入ラインでインターフェイスシステムLOCAが発生する条件は、3つの直列な逆止弁と1つの電動弁（通常時閉）の同時故障（破損）である。また、逆止弁/電動弁の</p>		<p>・ 電動弁破損P(V4) : 3.6×10^{-6} ($=4.1 \times 10^{-10} \times 24 \times 365$) となる。また、逃がし弁の開失敗確率は機器故障率データより、</p> <p>・ 逃がし弁開失敗P(V5) : $1.4 \times 10^{-3} / \text{demand}^{\text{※8}}$ ※8 1/demand = 回/要求 を使用する。</p> <p>①低温側注入ライン 低温側注入ラインでインターフェイスシステムLOCAが発生する条件は、3つの直列な逆止弁の同時故障（破損）である。また、逆止弁のリークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合にLOCAが発生すると考える。弁故障によってLOCAに至るパスは6通りあり、第3.1.1.b-3図(1/4)及び第3.1.1.b-3図(2/4)に示す。したがって、低温側注入ラインでのインターフェイスシステムLOCAの発生頻度は、</p> $P1 = 6 \times (P(V3)^3 + P(V1)^3 \times P(V5) + 3 \times P(V1)^2 \times P(V3) \times P(V5) + 3 \times P(V1) \times P(V3)^2 \times P(V5)) = 4.1 \times 10^{-15} \text{ (/ 炉年)}$ <p>P(V3)³ : 3つの直列な逆止弁の破損 P(V1)³×P(V5) : 3つの直列な逆止弁がリークし、逃がし弁開失敗 P(V1)²×P(V3)×P(V5) : 2つの逆止弁がリーク、1つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗 P(V1)×P(V3)²×P(V5) : 1つの逆止弁がリーク、2つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗</p> <p>②高温側注入ライン 高温側注入ラインでインターフェイスシステムLOCAが発生する条件は、3つの直列な逆止弁と1つの電動弁（通常時閉）の同時故障（破損）である。また、逆止弁/電動弁の</p>	<p>【大飯】 ■設計の相違 ・ループ数の相違により低温側注入ラインの数が相違している（伊方と同様）（以下、相違理由説明を省略）</p> <p>【大飯】 ■個別評価による相違（伊方と同様）</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>リークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合にLOCAが発生すると考える。弁故障によってLOCAに至るパスは4通りあり、第1.1.1.b-3図(3/4)に示す。したがって、高温側注入ラインでのインターフェイスシステムLOCAの発生頻度は、</p> $P2 = 4 \times (P(V3)^3 \times P(V4) + P(V1)^3 \times P(V2) \times P(V5) + 3 \times P(V1)^2 \times P(V2) \times P(V3) \times P(V5) + 3 \times P(V1) \times P(V2) \times P(V3)^2 \times P(V5) + P(V2) \times P(V3)^3 \times P(V5) + P(V1)^3 \times P(V4) \times P(V5) + 3 \times P(V1)^2 \times P(V3) \times P(V4) \times P(V5) + 3 \times P(V1) \times P(V3)^2 \times P(V4) \times P(V5))$ $= 7.4 \times 10^{-20} \text{ (/ 炉年)}$ <p>$P(V3)^3 \times P(V4)$：3つの直列な逆止弁及び1つの電動弁が破損</p> <p>$P(V1)^3 \times P(V2) \times P(V5)$：3つの直列な逆止弁及び1つの電動弁がリークし、逃がし弁開失敗</p> <p>$P(V1)^2 \times P(V2) \times P(V3) \times P(V5)$：2つの直列な逆止弁及び1つの電動弁がリーク、1つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗</p> <p>$P(V1) \times P(V2) \times P(V3)^2 \times P(V5)$：1つの逆止弁及び1つの電動弁がリーク、2つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗</p> <p>$P(V2) \times P(V3)^3 \times P(V5)$：1つの電動弁がリーク、3つの直列な逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗</p> <p>$P(V1)^3 \times P(V4) \times P(V5)$：3つの直列な逆止弁がリーク、1つの電動弁が破損し、逃がし弁開失敗</p> <p>$P(V1)^2 \times P(V3) \times P(V4) \times P(V5)$：2つの直列な逆止弁がリーク、1つの逆止弁及び1つの電動弁が破損し、逃がし弁開失敗</p> <p>$P(V1) \times P(V3)^2 \times P(V4) \times P(V5)$：1つの逆止弁がリーク、2つの直列な逆止弁及び1つの電動弁が破損し、逃がし弁開失敗</p> <p>③ 余熱除去ポンプ吸込側 余熱除去ポンプ吸込側でインターフェイスシステムLOCAが発生する条件は、直列な2つの電動弁（通常時間）の同時</p>	<p>リークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合にLOCAが発生すると考える。弁故障によってLOCAに至るパスは4通りあり、第3.1.1.b-3図(3/4)に示す。したがって、高温側注入ラインでのインターフェイスシステムLOCAの発生頻度は、</p> $P2 = 4 \times (P(V3)^3 \times P(V4) + P(V1)^3 \times P(V2) \times P(V5) + 3 \times P(V1)^2 \times P(V2) \times P(V3) \times P(V5) + 3 \times P(V1) \times P(V2) \times P(V3)^2 \times P(V5) + P(V2) \times P(V3)^3 \times P(V5) + P(V1)^3 \times P(V4) \times P(V5) + 3 \times P(V1)^2 \times P(V3) \times P(V4) \times P(V5) + 3 \times P(V1) \times P(V3)^2 \times P(V4) \times P(V5))$ $= 7.4 \times 10^{-20} \text{ (/ 炉年)}$ <p>$P(V3)^3 \times P(V4)$：3つの直列な逆止弁及び1つの電動弁が破損</p> <p>$P(V1)^3 \times P(V2) \times P(V5)$：3つの直列な逆止弁及び1つの電動弁がリークし、逃がし弁開失敗</p> <p>$P(V1)^2 \times P(V2) \times P(V3) \times P(V5)$：2つの直列な逆止弁及び1つの電動弁がリーク、1つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗</p> <p>$P(V1) \times P(V2) \times P(V3)^2 \times P(V5)$：1つの逆止弁及び1つの電動弁がリーク、2つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗</p> <p>$P(V2) \times P(V3)^3 \times P(V5)$：1つの電動弁がリーク、3つの直列な逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗</p> <p>$P(V1)^3 \times P(V4) \times P(V5)$：3つの直列な逆止弁がリーク、1つの電動弁が破損し、逃がし弁開失敗</p> <p>$P(V1)^2 \times P(V3) \times P(V4) \times P(V5)$：2つの直列な逆止弁がリーク、1つの逆止弁及び1つの電動弁が破損し、逃がし弁開失敗</p> <p>$P(V1) \times P(V3)^2 \times P(V4) \times P(V5)$：1つの逆止弁がリーク、2つの直列な逆止弁及び1つの電動弁が破損し、逃がし弁開失敗</p> <p>② 余熱除去ポンプ吸込側 余熱除去ポンプ吸込側でインターフェイスシステムLOCAが発生する条件は、直列な2つの電動弁（通常時間）の同時</p>	<p>リークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合にLOCAが発生すると考える。弁故障によってLOCAに至るパスは4通りあり、第3.1.1.b-3図(3/4)に示す。したがって、高温側注入ラインでのインターフェイスシステムLOCAの発生頻度は、</p> $P2 = 4 \times (P(V3)^3 \times P(V4) + P(V1)^3 \times P(V2) \times P(V5) + 3 \times P(V1)^2 \times P(V2) \times P(V3) \times P(V5) + 3 \times P(V1) \times P(V2) \times P(V3)^2 \times P(V5) + P(V2) \times P(V3)^3 \times P(V5) + P(V1)^3 \times P(V4) \times P(V5) + 3 \times P(V1)^2 \times P(V3) \times P(V4) \times P(V5) + 3 \times P(V1) \times P(V3)^2 \times P(V4) \times P(V5))$ $= 7.4 \times 10^{-20} \text{ (/ 炉年)}$ <p>$P(V3)^3 \times P(V4)$：3つの直列な逆止弁及び1つの電動弁が破損</p> <p>$P(V1)^3 \times P(V2) \times P(V5)$：3つの直列な逆止弁及び1つの電動弁がリークし、逃がし弁開失敗</p> <p>$P(V1)^2 \times P(V2) \times P(V3) \times P(V5)$：2つの直列な逆止弁及び1つの電動弁がリーク、1つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗</p> <p>$P(V1) \times P(V2) \times P(V3)^2 \times P(V5)$：1つの逆止弁及び1つの電動弁がリーク、2つの逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗</p> <p>$P(V2) \times P(V3)^3 \times P(V5)$：1つの電動弁がリーク、3つの直列な逆止弁が破損し、逃がし弁開失敗</p> <p>$P(V1)^3 \times P(V4) \times P(V5)$：3つの直列な逆止弁がリーク、1つの電動弁が破損し、逃がし弁開失敗</p> <p>$P(V1)^2 \times P(V3) \times P(V4) \times P(V5)$：2つの直列な逆止弁がリーク、1つの逆止弁及び1つの電動弁が破損し、逃がし弁開失敗</p> <p>$P(V1) \times P(V3)^2 \times P(V4) \times P(V5)$：1つの逆止弁がリーク、2つの直列な逆止弁及び1つの電動弁が破損し、逃がし弁開失敗</p> <p>② 余熱除去ポンプ吸込側 余熱除去ポンプ吸込側でインターフェイスシステムLOCAが発生する条件は、直列な2つの電動弁（通常時間）の同時</p>	<p>相違理由</p>

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別添3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>故障（破損）である。また、電動弁のリークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合にLOCAが発生すると考える。弁故障によってLOCAに至るパスは2通りあり、第1.1.1.b-3図（4/4）に示す。したがって、余熱除去ポンプ吸込側でのインターフェイスシステムLOCAの発生頻度は、</p> $P3 = 2 \times (P(V4))^2 + P(V2)^2 \times P(V5) + 2 \times P(V2) \times P(V4) \times P(V5))$ $= 3.0 \times 10^{-11} \text{ (／炉年)}$ <p>$P(V4)^2$：2つの電動弁の破損 $P(V2)^2 \times P(V5)$：2つの電動弁リークし、逃がし弁開失敗 $P(V2) \times P(V4) \times P(V5)$：電動弁がリーク、破損し、逃がし弁開失敗</p> <p>インターフェイスシステムLOCAは上記の3つのシナリオの発生頻度の合計であり、</p> $P = P1 + P2 + P3$ $= 3.0 \times 10^{-11} \text{ (／炉年)}$ <p>となる。</p> <p>以上の算出結果をまとめて、第1.1.1.b-7表に示す。</p> <p>1.1.1.c. 成功基準</p> <p>既往のPRAや熱水力学解析結果を反映し、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作の組み合わせや、緩和設備や緩和操作がその機能を達成するために必要な条件を定めた。</p> <p>①成功基準の一覧表 【炉心損傷判定条件】</p> <p>○一般的な炉心損傷判定条件</p> <p>事故時に炉心冷却に必要な安全機能が不十分であることによって、炉心の一部の燃料被覆管表面温度が1200℃を超えると評価される状態。</p> <p>○LOCA時原子炉格納容器内除熱シナリオにおける炉心損傷判定条件</p>	<p>故障（破損）である。また、電動弁のリークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合にLOCAが発生すると考える。弁故障によってLOCAに至るパスは2通りあり、第3.1.1.b-3図（4/4）に示す。したがって、余熱除去ポンプ吸込側でのインターフェイスシステムLOCAの発生頻度は、</p> $P3 = 2 \times (P(V4))^2 + P(V2)^2 \times P(V5) + 2 \times P(V2) \times P(V4) \times P(V5))$ $= 3.0 \times 10^{-11} \text{ (／炉年)}$ <p>$P(V4)^2$：2つの電動弁が破損 $P(V2)^2 \times P(V5)$：2つの電動弁がリークし、逃がし弁開失敗 $P(V2) \times P(V4) \times P(V5)$：電動弁がリーク、破損し、逃がし弁開失敗</p> <p>インターフェイスシステムLOCAは上記の3つのシナリオの発生頻度の合計であり、</p> $P = P1 + P2 + P3$ $= 3.0 \times 10^{-11} \text{ (／炉年)}$ <p>となる。（補足3.1.1.b-14）</p> <p>3.1.1.c 成功基準</p> <p>既往のPRAや熱水力学解析結果を反映し、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作の組合せや、緩和設備や緩和操作がその機能を達成するために必要な条件を定めた。</p> <p>① 成功基準の一覧表 (1) 炉心損傷判定条件</p> <p>次の条件を満足できない場合、炉心損傷と判定する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 燃料被覆管の最高温度が1,200℃以下であること。 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。 	<p>故障（破損）である。また、電動弁のリークに対しては、逃がし弁が開失敗した場合にLOCAが発生すると考える。弁故障によってLOCAに至るパスは2通りあり、第3.1.1.b-3図（4/4）に示す。したがって、余熱除去ポンプ吸込側でのインターフェイスシステムLOCAの発生頻度は、</p> $P3 = 2 \times (P(V4))^2 + P(V2)^2 \times P(V5) + 2 \times P(V2) \times P(V4) \times P(V5))$ $= 3.0 \times 10^{-11} \text{ (／炉年)}$ <p>$P(V4)^2$：2つの電動弁が破損 $P(V2)^2 \times P(V5)$：2つの電動弁がリークし、逃がし弁開失敗 $P(V2) \times P(V4) \times P(V5)$：電動弁がリーク、破損し、逃がし弁開失敗</p> <p>インターフェイスシステムLOCAは上記の3つのシナリオの発生頻度の合計であり、</p> $P = P1 + P2 + P3$ $= 3.0 \times 10^{-11} \text{ (／炉年)}$ <p>となる。（補足3.1.1.b-14）</p> <p>3.1.1.c. 成功基準</p> <p>既往のPRAや熱水力学解析結果を反映し、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作の組合せや、緩和設備や緩和操作がその機能を達成するために必要な条件を定めた。</p> <p>①成功基準の一覧表 (1) 炉心損傷判定条件</p> <p>○一般的な炉心損傷判定条件</p> <p>事故時に炉心冷却に必要な安全機能が不十分であることによって、炉心の一部の燃料被覆管表面温度が1,200℃を超えると評価される状態。</p> <p>○LOCA時原子炉格納容器内除熱シナリオにおける炉心損傷判定条件</p>	<p>【女川】</p> <ul style="list-style-type: none"> ■評価方針の相違（大飯と同様） ・泊はレベル1 PSA 学会標準の炉心損傷判定条件に基づいて設定している ・LOCA時原子炉格納容器内除熱シナリオは、先行して格納

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

第37条 付録1 事故シナリオグループ及び重要事故シナリオ等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>原子炉格納容器が破損し、格納容器再循環サンプル水の温度が100℃以上と評価される状態。</p> <p>○2次冷却系による除熱シナリオ成功の判定条件（LOCA時を除く） 2次側の除熱機能が確保され、崩壊熱を有効に除去することで、炉心露出に至らないと評価される状態。</p> <p>【起因事象ごとの成功基準の一覧表】 上記を踏まえ、起因事象ごとに整備した成功基準の一覧を第1.1.1.c-1表に示す。</p> <p>【対処設備作動までの余裕時間及び使命時間】 ○余裕時間 事象発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行するまでの余裕時間及びその設定根拠について以下のとおり示す。</p>	<p>(2) 起因事象ごとの成功基準 起因事象毎に整備した成功基準の一覧を第3.1.1.c-1(a)～(e)表に示す。</p> <p>(3) 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間 a. 余裕時間 余裕時間の設定に際し、MAAPを用いて事故シナリオの事象進展を解析した。 第3.1.1.c-2表に事故進展解析結果を示す。この結果から、以下のように余裕時間を設定した。（別紙3.1.1.c-1）</p> <p>(a) 注水に関する操作 対象操作：注水に関する手動バックアップ 自動起動信号（高圧の非常用炉心冷却系及び原子炉隔離時冷却系（以下「高圧注水系」という。）、自動減圧、低圧の非常用炉心冷却系（以下「低圧ECCS」という。）等）に失敗した場合に、運転員の手動操作によるバックアップに期待する。</p>	<p>原子炉格納容器が破損し、格納容器再循環サンプル水の温度が100℃以上と評価される状態。</p> <p>○2次冷却系による除熱シナリオ成功の判定条件（LOCA時を除く） 2次側の除熱機能が確保され、崩壊熱を有効に除去することで、炉心露出に至らないと評価される状態。</p> <p>(2) 起因事象ごとの成功基準の一覧表 起因事象ごとに整備した成功基準の一覧を第3.1.1.c-1表に示す。</p> <p>(3) 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間 a. 余裕時間 事象発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行するまでの余裕時間並びにその設定根拠について以下のとおり示す。（補足3.1.1.c-1）</p> <p>(a) LOCA発生時 対象操作：注入モードから再循環モードへの切替え 大破断LOCA事象が発生すると、低圧注入系、高圧注入系及び格納容器スプレイ系により燃料取替用水ピットのほう酸水が炉心及び原子炉格納容器内へ注水される。炉心及び原子炉格納容器の冷却を長期にわたり実施するために、水源を燃料取替用水ピットから格納容器</p>	<p>容器が破損し格納容器再循環サンプル水が減圧沸騰して冷却材が喪失することで最終的に炉心損傷に至るシナリオを想定している ・2次冷却系による除熱シナリオでは、炉心露出に至らず給水可能な健全ループでの自然循環冷却が確保され蒸気発生器の保有水が回復傾向にあれば十分崩壊熱除去が可能で長期的に炉心損傷に至らないと想定している</p> <p>【女川】 ■記載表現の相違</p> <p>【女川】 ■評価方針の相違 ・泊は起因事象発生時のプラント挙動、ポンプ・水源の容量等に基づき運転切替、隔離操作、補機冷却系の負荷制限操作の余裕時間を設定している（大飯と同様）</p> <p>【女川】 ■設計の相違 ・PWRとBWRの設計の相違により考慮する緩和操作が異なるため、泊の3.1.1.c①(3)a.(a)～(d)については泊と大飯を比較する（女川の(a)と(b)には着色せず）</p>

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

第37条 付録1 事故シナリオグループ及び重要事故シナリオ等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(1) 2次冷却系の破断発生時 対象操作：破断ループの隔離 2次冷却系の破断が発生すると、健全ループの主蒸気系から破断箇所へ無制限の蒸気が流入し、健全ループの蒸気発生器による冷却を阻害する。健全ループの蒸気発生器による2次冷却系冷却を可能とするためには、破断ループを隔離する必要がある。 余裕時間：20分 設定根拠：2次冷却系の除熱機能喪失時のプラント挙動に関する知見を参考に蒸気発生器の水位が低下し、2次冷却系の除熱機能が喪失するまで20分程度と考え、この間に破断ループを隔離し、健全な蒸気発生器への給水を確保するこ</p>	<p>余裕時間：30分 設定根拠：TQUV, TQUX, TBシナリオにおいて、注水停止後、炉心溶融に至るまでの時間に余裕を見込んだ時間として30分とした。 一方、LOCAシナリオにおける余裕時間は、全炉心損傷頻度に対する寄与が小さいことから、代表的に他のシナリオと同じ値とした。 (b) 格納容器除熱操作に関する余裕時間 対象操作：原子炉注水後の残留熱除去系による格納容器除熱操作 原子炉注水に成功した後、崩壊熱による格納容器破損を防ぐために、残留熱除去系を起動する必要がある。 余裕時間：8時間 設定根拠：原子炉注水後、サブプレッションプール水温上昇による注水機能喪失までの時間を基に、保守的に8時間とした。</p>	<p>再循環サンプに切り替えて、再循環モードに移行する必要がある。 余裕時間：30分 設定根拠：事象発生後、発生した事象がLOCAであると運転員が判断（診断）し、適切な事故時手順書を選択して処置を行う必要がある。この診断の余裕時間として、燃料取替用水ピットの水位が再循環切替水位に低下するまでの時間^{※1}を算出し、30分と設定した。余裕時間については、余熱除去ポンプ、高圧注入ポンプ及び格納容器スプレイポンプがすべて起動し、定格流量で注入されると仮定して算出した。 ※1 $1,833\text{m}^3 / (280\text{m}^3/\text{h} \times 2\text{台} + 681\text{m}^3/\text{h} \times 2\text{台} + 940\text{m}^3/\text{h} \times 2\text{台}) = \text{約}29\text{分}$ 【計算条件】 ・燃料取替用水ピット水量：1,833³ （通常水位（94%）⇒水位異常低（3%）） ・ポンプ仕様 ○高圧注入ポンプ：280³/h×2台 ○余熱除去ポンプ：681³/h×2台 ○格納容器スプレイポンプ：940³/h×2台 (b) 2次冷却系の破断発生時 対象操作：破断ループの隔離 2次冷却系の破断が発生すると、健全ループの主蒸気系から破断箇所へ無制限の蒸気が流入し、健全ループの蒸気発生器による冷却を阻害する。健全ループの蒸気発生器による2次冷却系冷却を可能とするためには、破断ループを隔離する必要がある。 余裕時間：20分 設定根拠：2次冷却系の除熱機能喪失時のプラント挙動に関する知見を参考に蒸気発生器の水位が低下し、2次冷却系の除熱機能が喪失するまで20分程度と考え、この間に破断ループを隔離し、健全な蒸気発生器への給水を確保するこ</p>	<p>【大飯】 ■設計の相違 ・泊は注入モードから再循環モードへ切り替える際、再循環自動切替信号発信後に運転員による許可操作を行う必要があるため、LOCA時の余裕時間を考慮している（伊方、玄海と同様）</p>

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

第37条 付録1 事故シナリオグループ及び重要事故シナリオ等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>とで、炉心冷却を維持できると評価した。</p> <p>(2) 蒸気発生器伝熱管破損（SGTR）発生時 対象操作：破損側蒸気発生器の隔離 SGTR時には、1次冷却材が2次冷却系へ流出することを防止するため、破損側蒸気発生器を隔離し、1次冷却系と2次冷却系を均圧にする。このためには、補助給水による給水停止、主蒸気隔離、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気ラインの隔離等を行い、破損側蒸気発生器を隔離する。</p> <p>余裕時間：30分 設定根拠：蒸気発生器伝熱管破損時のプラント挙動に関する知見を参考とするとともに、原子炉停止後は蒸気発生器の水位を適切に維持するように補助給水流量を制御することが一般的なことから、破損側蒸気発生器満水防止の観点で30分程度の余裕があるものと評価した。</p> <p>(3) 補機冷却系の故障 対象操作：補機冷却系の負荷制限 LOCA時再循環において、原子炉補機冷却機能の負荷を制御するため、低圧注入系、格納容器スプレイ系の冷却器の負荷制御操作を行う。</p> <p>余裕時間：30分 設定根拠：LOCA後のECCS再循環移行時に補機冷却水系の部分喪失が発生し、一時的にECCS再循環が不能となる場合を想定するものであり、ECCS再循環機能喪失時のプラント挙動に関する知見を参考に30分と評価した。</p> <p>○使命時間 本評価では、以下のことを勘案し、24時間を使命時間として設定した。なお、故障した機器の使命時間中の復旧には期待していない。</p>	<p>b. 使命時間 レベル1 PSA学会標準の考え方を参考に、事故シナリオの特性及び緩和設備の能力に基づいて、プラントを安定な状態とすることが可能な時間として使命時間を一律24時間と設定し</p>	<p>とで、炉心冷却を維持できると評価した。</p> <p>(c) 蒸気発生器伝熱管破損（SGTR）発生時 対象操作：破損側蒸気発生器の隔離 SGTR時には、1次冷却材が2次冷却系へ流出することを防止するため、破損側蒸気発生器を隔離し、1次冷却系と2次冷却系を均圧にする。このためには、補助給水による給水停止、主蒸気隔離、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気ラインの隔離等を行い、破損側蒸気発生器を隔離する。</p> <p>余裕時間：30分 設定根拠：蒸気発生器伝熱管破損時のプラント挙動に関する知見を参考とするとともに、原子炉停止後は蒸気発生器の水位を適切に維持するように補助給水流量を制御することが一般的なことから、破損側蒸気発生器満水防止の観点で30分程度の余裕があるものと評価した。</p> <p>(d) 補機冷却系の故障 対象操作：補機冷却系の負荷制限 LOCA時再循環において、原子炉補機冷却機能の負荷を制御するため、低圧注入系、格納容器スプレイ系の冷却器の負荷制御操作を行う。</p> <p>余裕時間：30分 設定根拠：LOCA後のECCS再循環移行時に補機冷却水系の部分喪失が発生し、一時的にECCS再循環が不能となる場合を想定するものであり、ECCS再循環機能喪失時のプラント挙動に関する知見を参考に30分と評価した。</p> <p>b. 使命時間 本評価では、以下のことを勘案し、24時間を使命時間として設定した。なお、故障した機器の使命時間中の復旧には期待していない。</p>	<p>【女川】 ■記載方針の相違 ・記載充実（大飯と同様）</p>

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

第37条 付録1 事故シナシグループ及び重要事故シナシ等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>・ 24時間あれば、喪失した設備の復旧や追加の運転員操作に期待できる。</p> <p>・ 補助給水系やECCS注入系等、実際の使命時間が24時間より短いものもあるが、保守的に一律24時間として機器の故障確率を評価している。</p> <p>【熱水力解析等の解析結果、及び解析コードの検証性】 熱水力解析等の解析結果、及び解析コードの検証性については第1.1.1.c-2表に示すとおりである。</p> <p>なお、第1.1.1.c-1表に示すように、第1.1.1.c-2表の熱水力解析等の解析を実施することにより、設計基準事故解析結果と考え合わせることですべての成功基準は設定することができる。</p>	<p>た。</p> <p>(4) 熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性 熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性については次表のとおり。(別紙3.1.1.c-2)</p>	<p>・ 24時間あれば、喪失した設備の復旧や追加の運転員操作に期待できる。</p> <p>・ 補助給水系やECCS注入系等、実際の使命時間が24時間より短いものもあるが、保守的に一律24時間として機器の故障確率を評価している。</p> <p>(4) 熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性 熱水力解析等の解析結果及び解析コードの検証性については第3.1.1.c-2表に示すとおりである。(補足3.1.1.c-2, 3)</p> <p>なお、第3.1.1.c-1表に示すように、第3.1.1.c-2表の熱水力解析等の解析を実施することにより、設計基準事故解析結果と考え合わせることですべての成功基準は設定することができる。</p>	<p>【女川】</p> <p>■記載箇所の相違 ・ 泊は3.1.1.cに属する表が複数あることから、表番号を与えている(大飯と同様)</p> <p>■記載方針の相違 ・ 泊は成功基準解析の解析条件の設定の考え方について補足3.1.1.c-2として作成している(大飯も同様)</p> <p>【女川】</p> <p>■記載方針の相違 ・ 記載充実であり、女川に記載がないため大飯と比較する</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																											
<p>1.1.1.d. 事故シーケンス 事故シーケンスとは、炉心損傷等に至るまでの、起因事象の発生及び各種安全機能喪失の組み合わせのことである。</p> <p>① イベントツリー</p> <p>各起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。また、展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。</p>	<p>泊との比較のため、別添3-3.1-3.1.1-89ページ（実線部分）に再掲</p> <table border="1" data-bbox="734 284 1272 842"> <thead> <tr> <th></th> <th>成功基準解析</th> <th>解析結果</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①</td> <td>過渡変化時の炉心冷却機能に関する熱水力解析（S/R 弁正常動作時）</td> <td>原子炉が高压に維持される状態において炉心冷却に必要な高压注水系又は減圧系と低圧注水系の組み合わせを確認した。</td> </tr> <tr> <td>②</td> <td>過渡変化時の炉心冷却機能に関する熱水力解析（S/R 弁閉固着時）</td> <td>原子炉低圧状態において炉心冷却に必要な注水系を確認した。</td> </tr> <tr> <td>③</td> <td>大破断 LOCA 時に ECCS 注入機能に関する熱水力解析</td> <td>大破断 LOCA 時の炉心冷却に必要な ECCS 台数を確認した。</td> </tr> <tr> <td>④</td> <td>中破断 LOCA 時に ECCS 注入機能に関する熱水力解析</td> <td>中破断 LOCA 時の炉心冷却に必要な高压注水系又は低圧 ECCS と減圧系の組み合わせを確認した。</td> </tr> <tr> <td>⑤</td> <td>小破断 LOCA 時に ECCS 注入機能に関する熱水力解析</td> <td>小破断 LOCA 時の炉心冷却に必要な注水系又は注水系と減圧系の組み合わせを確認した。</td> </tr> <tr> <td>⑥</td> <td>ISLOCA 時の炉心冷却機能に関する熱水力解析</td> <td>配管破損箇所隔離後、原子炉が高压に維持される状態において炉心冷却に必要な高压注水系又は減圧系と低圧注水系の組み合わせを確認した。</td> </tr> <tr> <td colspan="2">使用コード（適用解析）</td> <td>コード検証</td> </tr> <tr> <td colspan="2">SAFER, CHASTE （①, ②, ③, ④, ⑤, ⑥）</td> <td>原子炉施設の許認可審査で十分な実績を有しており、検証が行われている。</td> </tr> </tbody> </table> <p>3.1.1.d 事故シーケンス 選定した起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な安全機能及び安全機能を達成するために必要な緩和設備や緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。</p> <p>① イベントツリー (1) イベントツリー図</p> <p>炉心損傷に至るシーケンスを明らかにするために、イベントツリー手法を用いた。イベントツリーは、炉心損傷に至るまでの進展を表すロジックであり、起因事象ごとに作成した。</p>		成功基準解析	解析結果	①	過渡変化時の炉心冷却機能に関する熱水力解析（S/R 弁正常動作時）	原子炉が高压に維持される状態において炉心冷却に必要な高压注水系又は減圧系と低圧注水系の組み合わせを確認した。	②	過渡変化時の炉心冷却機能に関する熱水力解析（S/R 弁閉固着時）	原子炉低圧状態において炉心冷却に必要な注水系を確認した。	③	大破断 LOCA 時に ECCS 注入機能に関する熱水力解析	大破断 LOCA 時の炉心冷却に必要な ECCS 台数を確認した。	④	中破断 LOCA 時に ECCS 注入機能に関する熱水力解析	中破断 LOCA 時の炉心冷却に必要な高压注水系又は低圧 ECCS と減圧系の組み合わせを確認した。	⑤	小破断 LOCA 時に ECCS 注入機能に関する熱水力解析	小破断 LOCA 時の炉心冷却に必要な注水系又は注水系と減圧系の組み合わせを確認した。	⑥	ISLOCA 時の炉心冷却機能に関する熱水力解析	配管破損箇所隔離後、原子炉が高压に維持される状態において炉心冷却に必要な高压注水系又は減圧系と低圧注水系の組み合わせを確認した。	使用コード（適用解析）		コード検証	SAFER, CHASTE （①, ②, ③, ④, ⑤, ⑥）		原子炉施設の許認可審査で十分な実績を有しており、検証が行われている。	<p>3.1.1.d. 事故シーケンス 選定した起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な安全機能及び安全機能を達成するために必要な緩和設備及び緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シーケンスを展開した。</p> <p>① イベントツリー (1) イベントツリー図</p> <p>炉心損傷に至るシーケンスを明らかにするために、イベントツリー手法を用いた。イベントツリーは、炉心損傷に至るまでの進展を表すロジックであり、起因事象ごとに作成した。また、展開した事故シーケンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。</p>	<p>【女川】 ■記載箇所の相違 ・泊は 3.1.1.c に属する表が複数あることから、表番号を与えて第 3.1.1.c-2 表に記載している（大飯についても同様）</p> <p>【大飯】 ■記載方針の相違 ・女川実績の反映</p> <p>【女川】 ■記載方針の相違 ・記載充実のため、泊はイベントツリーより抽出される事</p>
	成功基準解析	解析結果																												
①	過渡変化時の炉心冷却機能に関する熱水力解析（S/R 弁正常動作時）	原子炉が高压に維持される状態において炉心冷却に必要な高压注水系又は減圧系と低圧注水系の組み合わせを確認した。																												
②	過渡変化時の炉心冷却機能に関する熱水力解析（S/R 弁閉固着時）	原子炉低圧状態において炉心冷却に必要な注水系を確認した。																												
③	大破断 LOCA 時に ECCS 注入機能に関する熱水力解析	大破断 LOCA 時の炉心冷却に必要な ECCS 台数を確認した。																												
④	中破断 LOCA 時に ECCS 注入機能に関する熱水力解析	中破断 LOCA 時の炉心冷却に必要な高压注水系又は低圧 ECCS と減圧系の組み合わせを確認した。																												
⑤	小破断 LOCA 時に ECCS 注入機能に関する熱水力解析	小破断 LOCA 時の炉心冷却に必要な注水系又は注水系と減圧系の組み合わせを確認した。																												
⑥	ISLOCA 時の炉心冷却機能に関する熱水力解析	配管破損箇所隔離後、原子炉が高压に維持される状態において炉心冷却に必要な高压注水系又は減圧系と低圧注水系の組み合わせを確認した。																												
使用コード（適用解析）		コード検証																												
SAFER, CHASTE （①, ②, ③, ④, ⑤, ⑥）		原子炉施設の許認可審査で十分な実績を有しており、検証が行われている。																												

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

第37条 付録1 事故シナシグループ及び重要事故シナシ等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>各起因事象のイベントツリーを第1.1.1.d-1(a)図～第1.1.1.d-1(1)図に示す。</p>	<p>作成したイベントツリーを第3.1.1.d-1～5図に示す。また、詳細なイベントツリー及び各ヘディングの概要を別紙3.1.1.d-1に示す。</p> <p>(2) ヘディング及び事故進展の説明とイベントツリー作成上の主要な仮定 以下にイベントツリーの作成で考慮した条件等を示す。</p> <p>a. 過渡変化事象に対するイベントツリー</p> <p>1) 非隔離事象に対するイベントツリー 本起因事象が発生し、スクラム系失敗についてスクラム電気系とスクラム機械系に分けて事象進展を評価する。スクラム系失敗により炉心損傷に至る。 スクラム成功後にS/R弁の開放による圧力制御に失敗した場合は、原子炉圧力バウンダリ機能を喪失して大破断LOCAに至るものと仮定し、大破断LOCAのイベントツリーに移行する。S/R弁の開放後はその再開鎖が必要となる。高圧系としては高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系による炉心冷却が行われる。(別紙3.1.1.d-2) S/R弁再開鎖失敗(開固着)時は、原子炉内の蒸気がサブプレッションチェンバに流出するため、保守的に原子炉隔離時冷却系には期待しない。この理由の詳細を別紙3.1.1.d-3に示す。 格納容器熱除去機能は、残留熱除去系が使用可能である。</p> <p>2) 隔離事象に対するイベントツリー</p>	<p>作成したイベントツリーを第3.1.1.d-1(a)図～第3.1.1.d-1(1)図に示す。また、詳細なイベントツリー及び各ヘディングの概要を補足3.1.1.d-1, 2, 3, 4に示す。</p>	<p>故シナシを最終状態としてイベントツリー上に示している(大飯と同様)</p> <p>【女川】 ■記載方針の相違 ・泊はイベントツリーの作成例及びヘディングに含まない主要な緩和設備について補足3.1.1.d-1,2として作成している。(大飯と同様)また、補足3.1.1.d-3,4はそれぞれ女川の別紙3.1.1.d-1,4に該当する資料である</p> <p>【女川】 ■記載方針の相違 ・女川は(2)に別紙3.1.1.d-1に記載の詳細なイベントツリーに対する説明を記載しており、第3.1.1.d-1～5図には起因事象グループに対するイベントツリーの説明を記載している。泊は評価したイベントツリーは起因事象グループに対するイベントツリーであり、女川の(2)に相当する内容は第3.1.1.d-1(a)図～第3.1.1.d-1(1)図に記載済みである(着色せず)(大飯に記載はないが、泊と同様である)。また、女川の別紙3.1.1.d-2,3はBWR固有の評価に関する資料のため、同様の資料は作成していない</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>本起回事象に対するイベントツリーは、非隔離事象に対するイベントツリーと同一の構造である。</p> <p>3) 全給水喪失に対するイベントツリー 本起回事象に対するイベントツリーは、非隔離事象に対するイベントツリーと同一の構造である。</p> <p>4) 水位低下事象に対するイベントツリー 本起回事象に対するイベントツリーは、非隔離事象に対するイベントツリーと同一の構造である。</p> <p>5) RPS誤動作等に対するイベントツリー 本起回事象に対するイベントツリーは、スクラム系を除き、非隔離事象に対するイベントツリーと同一の構造である。</p> <p>6) 外部電源喪失に対するイベントツリー 外部電源喪失事象が発生すると動力用電源が喪失するため、非常用ディーゼル発電機の起動による早急な非常用電源の確保が必要とされる。その後の長期的な電源確保としては外部電源の復旧や非常用ディーゼル発電機の継続運転が必要となる。従って、本評価では、以下に示す4つの電源確保について考慮した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 直流電源の確保 非常用ディーゼル発電機(サポート系を含む)の起動及び遮断器操作並びに外部電源が復旧した場合の遮断器操作には直流電源の確保が必要であり、外部電源喪失後の直流電源はバッテリーから供給される。このため、所内バッテリー2系統に多重故障が発生した場合には、非常用ディーゼル発電機と外部電源から受電することはできない。 また、以下については直流電源が確保されている状態を前提とする。 ○ 外部電源復旧による30分以内の交流電源の確保 30分以内に外部電源が復旧されない場合、非常用ディーゼル発電機の起動による早急な非常用電源の確保が必要とされる。非常用ディーゼル発電機が2系統とも機能喪失している場合には、炉水位確保手段としては原子炉隔離時冷却系のみが期待される。 ○ 外部電源復旧による8時間以内の交流電源の確保 動力用電源が喪失した状態で炉水位確保手段が原子炉隔離時冷却系のみの場合、直流電源用バッテリーからの原子炉 		

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

第37条 付録1 事故シナシスグループ及び重要事故シナシス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>隔離時冷却系への供給持続時間として約8時間が確保されているが、それ以降の継続的な水位確保には、外部電源の8時間以内の復旧による電源確保が必要である。</p> <p>7) S/R弁誤開放に対するイベントツリー 起因事象としてのS/R弁誤開放の場合には、原子炉圧力は上昇しないため、他のS/R弁が開放することはない。これ以外は、非隔離事象のイベントツリーと同様の構造となる。</p> <p>b. LOCAに対するイベントツリー 大破断LOCA時には、破断の直後に原子炉が急速に減圧されるため、低圧系作動のための原子炉減圧は不要となる。従って、炉心冷却機能としては高圧系(HPCS)及び低圧系が使用可能である。格納容器熱除去機能は、残留熱除去系が使用可能である。</p> <p>中破断LOCA時の炉心冷却機能として、高圧系は高圧炉心スプレイ系のみを考慮する。低圧系の作動には原子炉減圧を必要とし、原子炉減圧に失敗した場合は炉心損傷に至る。格納容器熱除去機能は、大破断LOCAと同様である。</p> <p>小破断LOCA時の炉心冷却機能として、高圧系は高圧炉心スプレイ系、原子炉隔離時冷却系が使用できる。低圧系の作動には減圧操作が必要となる。格納容器熱除去機能は、大破断LOCAと同様である。</p> <p>c. 手動停止に対するイベントツリー 手動停止として通常停止、サポート系故障停止(交流電源故障、直流電源故障、補機冷却系故障)を評価した。ただし、これら手動停止は、プラント停止手順が同一であるが、使用不能となる機器の違いを考慮して、イベントツリーの構造を設定した。なお、サポート系のうち常用系と非常用系で共用している系統の扱いを別紙3.1.1.d-4に示す。</p> <p>給復水系機能が確保されている場合は適切に水位及び圧力が制御されているため、炉心冷却系及び格納容器からの除熱に成功するものとし、圧力制御のヘディングは不要とした。</p> <p>d. 格納容器バイパス事象に対するイベントツリー ISLOCAが発生した後、ISLOCA発生個所の隔離に成功すれば、安全機能(原子炉停止機能、炉心冷却機能、格納容器熱除去機能)に期待できることから、それぞれの緩和系をヘディングに並べた。ただし、ISLOCA発生個所の緩和系については、フォールトツリー内で使用不能となるようモデル化し</p>		

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

第37条 付録1 事故シナシスグループ及び重要事故シナシス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1.1.1.e. システム信頼性</p> <p>事故シナシスの頻度を推定するには、展開したイベントツリーの各分岐に対して成功・失敗確率を決める必要がある。この各分岐点におけるプラント緩和システムの成功・失敗確率を決めるために、システム信頼性解析にはフォールトツリー法を用いる。本項目では、前項で抽出されたイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系と、それを適切に運転するために必要と</p>	<p>た。</p> <p>非隔離事象のイベントツリーと異なる点は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力制御機能 <p>事象初期に原子炉圧力容器外への原子炉冷却水の流出があるため、初期の原子炉圧力容器の圧力制御は不要とした。ただし、低圧注水のための自動減圧系については、十分減圧されていない状況も考えられることから保守的に必要とすることとした。</p> <ul style="list-style-type: none"> 炉心冷却機能 <p>事象初期に原子炉圧力容器が減圧されるため、タービン駆動である原子炉隔離時冷却系には期待しないこととした。</p> <p>(3) 事故シナシスグループの分類(最終状態の説明)</p> <p>イベントツリーによって抽出された炉心損傷事故シナシスは、炉心損傷防止の緩和機能の喪失状況、プラントの状態及び緩和系に与える影響によって、別紙3.1.1.d-5 (1.1.1.h項) に示す炉心損傷シナシスグループに分類する。炉心損傷事故はこれらのグループによって特徴付けられる。</p> <p>3.1.1.e システム信頼性</p> <p>事故シナシスの頻度を推定するには、展開したイベントツリーの各分岐に対して成功・失敗確率を決める必要がある。この各分岐点におけるプラント緩和システムの成功・失敗確率を決めるために、システム信頼性解析を行う。本項目では、起因事象ごとに作成されたイベントツリーのヘディングに対応した緩和システムについて、その機能遂行に必要なサポート系を含めたフォール</p>	<p>(2) 事故シナシスグループの分類</p> <p>イベントツリーによって抽出された事故シナシスは、炉心損傷防止の緩和機能の喪失状況、プラントの状態及び緩和系に与える影響によって、3.1.1.h項に示す事故シナシスグループに分類する。炉心損傷事故はこれらのグループによって特徴付けられる。</p> <p>3.1.1.e. システム信頼性</p> <p>事故シナシスの頻度を推定するには、展開したイベントツリーの各分岐に対して成功・失敗確率を決める必要がある。この各分岐点におけるプラント緩和システムの成功・失敗確率を決めるために、システム信頼性解析を行う。本項目では、起因事象ごとに作成されたイベントツリーのヘディングに対応した緩和システムについて、その機能遂行に必要なサポート系を含めたフォール</p>	<p>【女川】</p> <p>■記載方針の相違</p> <p>・泊はイベントツリーより抽出される事故シナシスを最終状態としてイベントツリー上に示している（大飯に記載はないが泊と同様）。また、女川の別紙 3.1.1.d-5 の内容についても、3.1.1.h(1)の項目で全て記載している。</p> <p>【女川】</p> <p>■記載表現の相違</p> <p>・泊は「事故シナシス」、「事故シナシスグループ」の記載に統一している</p>

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

第37条 付録1 事故シナシグループ及び重要事故シナシ等の選定について
 別添3. レベル1PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>なるサポート系について、フォールトツリーを構築し定量化を実施した。</p> <p>①評価対象としたシステムとその説明 評価対象としたシステムの一覧を以下に示す。それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験及びシステム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。また、フロントライン系とサポート系の依存性を第1.1.1.e-1表に、サポート系同士の依存性を第1.1.1.e-2表に示す。これに基づき異なるシステム間の従属性をフォールトツリーで連携しモデル化した。</p> <p>【サポート系】</p> <ol style="list-style-type: none"> 電源系 信号系 制御回路 制御用空気系 換気空調系 原子炉補機冷却海水系 原子炉補機冷却水系 <p>【フロントライン系】</p> <ol style="list-style-type: none"> 原子炉停止系 高圧注入系（注入時） 高圧注入系（再循環時） 蓄圧注入系 低圧注入系（注入時） 低圧注入系（再循環時） 格納容器スプレイ注入系（注入時） 格納容器スプレイ注入系（再循環時） 補助給水系 / 主蒸気圧力制御系 破損側蒸気発生器隔離 主蒸気隔離 燃料取替用水系 <p>【その他の系統】</p> <ol style="list-style-type: none"> RCPシールLOCA 加圧器逃がし弁 / 安全弁LOCA 	<p>トツリーを構築し定量化を実施した。</p> <p>① 評価対象としたシステムとその説明 評価対象としたシステムについて一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。評価対象システムの一覧を以下に示す。また、フロントライン系とサポート系の依存性を第3.1.1.e-1表に、サポート系同士の依存性を第3.1.1.e-2表に示す。</p> <p>【フロントライン系】</p> <ul style="list-style-type: none"> スクラム系 高圧炉心スプレイ系 (HPCS) 原子炉隔離時冷却系 (RCIC) 自動減圧系 (ADS) 低圧炉心スプレイ系 (LPCS) 低圧炉心注水系 (LPCI) 残留熱除去系 (RHR) 給復水系 <p>【サポート系】</p> <ul style="list-style-type: none"> 交流電源系 直流電源系 原子炉補機冷却系 タービン補機冷却系 ポンプ室空調 	<p>トツリーを構築し定量化を実施した。</p> <p>①評価対象としたシステムとその説明 評価対象としたシステムについて一覧表を作成し、それぞれのシステムごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。評価対象システムの一覧を以下に示す。また、フロントライン系とサポート系の依存性を第3.1.1.e-1表に、サポート系同士の依存性を第3.1.1.e-2表に示す。これに基づき、異なるシステム間の従属性をフォールトツリーで連携しモデル化した。</p> <p>【サポート系】</p> <ol style="list-style-type: none"> 電源系 信号系 制御回路 制御用空気系 換気空調系 原子炉補機冷却海水系 原子炉補機冷却水系 <p>【フロントライン系】</p> <ol style="list-style-type: none"> 原子炉停止系 高圧注入系（注入時） 高圧注入系（再循環時） 蓄圧注入系 低圧注入系（注入時） 低圧注入系（再循環時） 格納容器スプレイ注入系（注入時） 格納容器スプレイ注入系（再循環時） 補助給水系 / 主蒸気圧力制御系 破損側蒸気発生器隔離 主蒸気隔離 燃料取替用水系 <p>【その他の系統】</p> <ol style="list-style-type: none"> RCPシールLOCA 加圧器逃がし弁 / 安全弁LOCA 	<p>【女川】 ■記載方針の相違 ・記載充実（大飯と同様）</p> <p>【女川】 ■設計の相違 ・PWR と BWR の設計の相違により評価対象とするシステムが異なるため、大飯と比較する（着色せず）</p>


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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>②システム信頼性評価手法</p> <p>システム信頼性解析ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について、フォールトツリーを作成し信頼性評価を行った。</p> <p>フォールトツリーの作成に当たっては、対象範囲を示す概略系統図を作成するとともに、その範囲内にある機器でモデル化すべき故障モードを基事象リストの形で整理した。また、これらの情報に基づき1.1.1.e.①で示したシステムについてフォールトツリーを作成し、定量化を実施した。フォールトツリーの中で考慮すべき機器故障の対象機器及びその故障モードの一覧を第1.1.1.e-3表に示す。なお、対象とする機器をフォールトツリーでモデル化する場合、第1.1.1.e-1図に示すスクリーニングを実施し、展開すべき故障モードの抽出を行っている。システム信頼性評価の例を第1.1.1.e-2図に示す。</p> <p>なお、内部事象レベル1 PRAでは起因事象の重畳は発生する確率が非常に小さいと考えられることから考慮していないが、起因事象（LOCA等）とサポート系（電源、冷却水等）機能喪失が重畳した場合の影響は、個別の事故シークエンスの評価結果の一部として考慮している。</p> <p>③システム信頼性評価の結果</p> <p>システム信頼性解析の結果について、起因事象ごとに結果が</p>	<p>②システム信頼性評価手法</p> <p>システムが機能喪失に至る要因の組み合わせを網羅的に展開でき、システムの非信頼度を定量化できる手法として、フォールトツリー（FT）法を用いる。</p> <p>フォールトツリーの構築に当たっては、対象範囲を示す概略系統図を作成するとともに、その範囲内にある機器でモデル化すべき故障モードを整理した。システム信頼性評価の例を第3.1.1.e-1図に示す。</p> <p>③システム信頼性評価の結果</p> <p>システム信頼性解析ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について、フォールトツリーを作成し信頼性評価を行った。</p> <p>システム信頼性評価の結果について、各システムの代表的な</p>	<p>②システム信頼性評価手法</p> <p>システムが機能喪失に至る要因の組合せを網羅的に展開でき、システムの比信頼度を定量化できる手法として、フォールトツリー（FT）法を用いる。</p> <p>フォールトツリーの構築に当たっては、対象範囲を示す概略系統図を作成するとともに、その範囲内にある機器でモデル化すべき故障モードを基事象リストの形で整理した。また、これらの情報に基づき3.1.1.e.①で示したシステムについてフォールトツリーを作成し、定量化を実施した。フォールトツリーの中で考慮すべき機器故障の対象機器及びその故障モードの一覧を第3.1.1.e-3表に示す。なお、対象とする機器をフォールトツリーでモデル化する場合、第3.1.1.e-1図に示すスクリーニングを実施し、展開すべき故障モードの抽出を行っている。システム信頼性評価の例を第3.1.1.e-2図に示す。（補足3.1.1.e-1）</p> <p>なお、内部事象レベル1 PRAでは起因事象の重畳は発生する確率が非常に小さいと考えられることから考慮していないが、起因事象（LOCA等）とサポート系（電源、冷却水等）機能喪失が重畳した場合の影響は、個別の事故シークエンスの評価結果の一部として考慮している。（補足3.1.1.e-2）</p> <p>③システム信頼性評価の結果</p> <p>システム信頼性解析ではイベントツリーのヘディングに対応するフロントライン系とそのサポート系について、フォールトツリーを作成し信頼性評価を行った。</p> <p>システム信頼性評価の結果について、起因事象ごとに結果が</p>	<p>【女川】</p> <p>■記載表現の相違</p> <p>【女川】</p> <p>■記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載充実のため、フォールトツリー構築に当たって考慮すべき故障モードや対象とする機器の抽出のためのスクリーニング手順を記載している（大飯と同様） ・泊はシステム信頼性評価例について補足3.1.1.e-1として作成している（大飯と同様） <p>【女川】</p> <p>■記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・記載充実のため、起因事象とサポート系機能喪失が重畳した際の取り扱いを記載している（大飯と同様） ・泊は内部事象レベル1 PRAにおけるサポート機能喪失の取扱いについて補足3.1.1.e-2として作成している（大飯と同様） <p>【大飯】</p> <p>■記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・女川実績の反映 <p>【女川】</p>

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

第37条 付録1 事故シナシスグループ及び重要事故シナシス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>異なるものについては起因事象ごとに評価し、主要なミニマルカットセットの評価も実施した。評価結果について、第1.1.1.e-4表に示す。</p> <p>④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠 ウェスチングハウス社製の耐熱Oリングを使用した場合のRCPシールLOCA発生確率については、下記文献値に基づき非信頼度を0.21と設定した。 【出典】WCAP-15603(WOG 2000REACTOR COOLANT PUMP SEAL LEAKAGE MODEL FOR WESTINGHOUSE PWRs)</p>	<p>フォールトツリーの非信頼度を第3.1.1.e-3表に示す。</p> <p>④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠 (1)制御棒挿入失敗確率  (別紙3.1.1.e-1) (2)S/R弁開放失敗確率  (3)S/R弁再開鎖失敗確率  枠囲みの内容は商業機密の観点から公開できません。</p>	<p>異なるものについては起因事象ごとに評価し、主要なミニマルカットセットの評価も実施した。評価結果について、第3.1.1.e-4表に示す。また、各システムの代表的なフォールトツリーの非信頼度を第3.1.1.e-5表に示す。</p> <p>④システム信頼性評価を実施せずに設定した非信頼度とその根拠 国内製の耐熱Oリングを使用した場合のRCPシールLOCA発生確率については、原子炉補機冷却機能喪失後の回復に期待せず、RCPシールLOCAが必ず発生すると想定しているため、非信頼度を1.0と設定した。</p>	<p>■記載方針の相違 ・記載充実のため、泊はシステム信頼性評価結果として主要なミニマルカットセットも示している（大飯と同様） 【大飯】 ■記載方針の相違 ・女川実績の反映 ・泊はシステムの代表的なフォールトツリーの非信頼度の表を提示している</p> <p>【女川】 ■設計の相違 ・設計の相違によりシステム信頼性評価の対象のシステムが異なるため、大飯と比較する（3.1.1.e.④は女川に着色せず）。また、女川の別紙3.1.1.e-1に該当する内容は、補足 3.1.1.b-13 に記載している</p> <p>【大飯】 ■設計の相違 ・耐熱Oリングの設計の相違によるRCPシールLOCA発生確率の相違（泊は伊方、玄海と同様）（以下、相違理由説明を省略）</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1.1.1.f. 信頼性パラメータ</p> <p>システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化のために必要となる機器故障率、共通要因故障パラメータ、試験又は保守作業による待機除外確率等を評価するために必要となるパラメータを整備した。</p> <p>①非信頼度を構成する要素と評価式</p> <p>非信頼度を構成する要素としては、機器故障率データ、共通要因故障パラメータ、試験による待機除外データ、保守による待機除外データ等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 20px;"> <p>機器故障率パラメータを比較するため、大飯の付録1-別添3-3.1-3.1.1-48ページ（点線部分）の記載を再掲している</p> <ul style="list-style-type: none"> ・状態変更失敗確率 $Q = Q_d \text{ (} Q_d: \text{ デマンド故障率)}$ <ul style="list-style-type: none"> ・機能維持失敗確率 $Q = 1 - \exp(-\lambda_r T_m)$ <p>(λ_r: 機能維持失敗の故障率、T_m: 時間パラメ)</p> </div>	<p>3.1.1.f. 信頼性パラメータ</p> <p>システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化のために必要となる機器故障率、共通要因故障パラメータ並びに試験又は保守作業による待機除外確率などを評価するために必要となるパラメータを整備した。</p> <p>①非信頼度を構成する要素と評価式</p> <p>非信頼度を構成する要素としては、機器故障率データ、共通要因故障パラメータ、試験による待機除外データ、保守による待機除外データ等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。</p> <p>以下に機器故障率パラメータを使用した基事象発生確率を示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・状態変更失敗確率 <p>状態変更失敗とは、弁の開閉動作失敗又は計装品の不動作等、機器の作動要求時に期待される動作に失敗することである。評価式を以下に示す。</p> $Q = Q_d$ <p>Q_d: デマンド故障率</p> <p>又は</p> $Q = 1 - 1 / (\lambda_s \times T_s) \times (1 - \exp(-\lambda_s \times T_s))$ <p>λ_s: 起動（又は状態変更）失敗率 T_s: 平均試験間隔</p> <ul style="list-style-type: none"> ・機能維持失敗確率 <p>機能維持失敗とは、機器が期待される機能の維持に失敗することである。評価式を以下に示す。</p> $Q = 1 - \exp(-\lambda_r \times T_m)$ <p>λ_r: 機能維持失敗率</p>	<p>3.1.1.f. 信頼性パラメータ</p> <p>システム信頼性解析や事故シーケンスの定量化のために必要となる機器故障率、共通要因故障パラメータ、試験又は保守作業による待機除外確率等を評価するために必要となるパラメータを整備した。</p> <p>①非信頼度を構成する要素と評価式</p> <p>非信頼度を構成する要素としては、機器故障率データ、共通要因故障パラメータ、試験による待機除外データ、保守による待機除外データ等があり、それぞれの評価式に基づき非信頼度を評価した。</p> <p>以下に機器故障率パラメータを使用した基事象発生確率を示す。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・状態変更失敗確率 <p>状態変更失敗とは、弁の開閉動作失敗、計装品の不動作等、機器の作動要求時に期待される動作に失敗することである。評価式を以下に示す。</p> $Q = Q_d$ <p>Q_d: デマンド故障率</p> <ul style="list-style-type: none"> ・機能維持失敗確率 <p>機能維持失敗とは、機器が期待される機能の維持に失敗することである。評価式を以下に示す。</p> $Q = 1 - \exp(-\lambda_r \times T_m)$ <p>λ_r: 機能維持失敗率</p>	<p>【女川】</p> <p>■記載表現の相違</p> <p>【女川】</p> <p>■評価方針の相違</p> <p>・女川は軽微な不具合発生に伴う保守作業を主に考慮しているのに対し、泊は保安規定に定める LCO の逸脱時に要求される措置として実施する「保守作業」を考慮（「保守作業」は保安規定に記載の用語）（大飯と同様）</p> <p>【大飯】</p> <p>■記載方針の相違</p> <p>・女川実績の反映</p> <p>【女川】</p> <p>■記載表現の相違</p> <p>【女川】</p> <p>■評価方針の相違</p> <p>・泊は機器故障に関する状態変更失敗についてはデマンド故障率のみを用いている（大飯と同様）</p> <p>【大飯】</p> <p>■記載方針の相違</p> <p>・女川実績の反映</p>

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ータ*)</p> <p>※ 作動要求期間中の故障確率算出には使命時間を使用。 待機期間中の故障確率算出には（健全性確認間隔×1/2）を使用。 出典：レベル1 PSA学会標準</p> <p>②機器故障率パラメータの一覧</p> <p>システム信頼性解析や事故シークエンスの定量化で使用する機器故障率データは、原則として、NUCIAで公開されている国内プラントの故障実績（1982年度～2002年度21ヵ年49基データ（21ヵ年データ））を基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成21年5月公表）」に記載されているデータ（以下「国内故障率データ」という。）を使用する。また、NUCIAで公開されている国内プラントの故障実績は、「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982年度～1997年度16ヵ年49基データ改訂版）（平成13年2月）、電中研報告P00001、（財）電力中央研究所」で定義した機器バウンダリにしたがっている。</p> <p>なお、評価対象機器のうち、NUCIAでグループ登録されていないものについては、類似性を考慮した工学的判断に基づいてNUCIAの機器グループに分類した。</p> <p>上記の機器故障率を用いて、以下の評価式によりフォールトツリーで定義した基事象について、その発生確率を算出した。</p>	<p>Tm：使命時間</p> <p>②機器故障率パラメータの一覧</p> <p>システム信頼性解析や事故シークエンスの定量化で使用する機器故障率データは、原則として、原子力安全推進協会（JANSI）が管理している原子力施設情報公開ライブラリー（以下「NUCIA」という。）（http://www.nucia.jp/）で公開されている国内プラントの故障実績（1982年度～2002年度21ヵ年49基データ（21ヵ年データ））を基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成21年5月公表）」に記載されているデータ（以下「国内故障率データ」という。）を使用する。（別紙3.1.1.f-1）また、NUCIAで公開されている国内プラントの故障実績は、「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982年度～1997年度16ヵ年49基データ改訂版）（平成13年2月）、電中研報告P00001、（財）電力中央研究所」で定義した機器バウンダリに従っている。</p> <p>なお、評価対象機器のうち、NUCIAでグループ登録されていないものについては、類似性を考慮した工学的判断に基づいてNUCIAの機器グループに分類した。（別紙3.1.1.f-2、3）</p>	<p>Tm：時間パラメータ*</p> <p>※作動要求期間中の故障確率算出には使命時間を使用。 待機期間中の故障確率算出には（健全性確認間隔×1/2）を使用。 出典：レベル1 PSA学会標準</p> <p>②機器故障率パラメータの一覧</p> <p>システム信頼性解析や事故シークエンスの定量化で使用する機器故障率データは、原則として、原子力安全推進協会（JANSI）が管理している原子力施設情報公開ライブラリー（以下「NUCIA」という。）（http://www.nucia.jp/）で公開されている国内プラントの故障実績（1982年度～2002年度21ヵ年49基データ（21ヵ年データ））を基にした「故障件数の不確実さを考慮した国内一般機器故障率の推定（平成21年5月公表）」に記載されているデータ（以下「国内故障率データ」という。）を使用する。（補足3.1.1.f-1）また、NUCIAで公開されている国内プラントの故障実績は、「原子力発電所に関する確率論的安全評価用の機器故障率の算出（1982年度～1997年度16ヵ年49基データ改訂版）（平成13年2月）、電中研報告P00001、（財）電力中央研究所」で定義した機器バウンダリに従っている。</p> <p>なお、評価対象機器のうち、NUCIAでグループ登録されていないものについては、類似性を考慮した工学的判断に基づいてNUCIAの機器グループに分類した。（補足3.1.1.f-2）</p>	<p>【女川】</p> <p>■評価方針の相違</p> <p>・泊は機能維持失敗として機器の待機期間中の故障を考慮している。（大飯と同様）作動要求期間中の故障確率算出時に使命時間を使用していることは女川も同様</p> <p>【女川】</p> <p>■記載表現の相違</p> <p>【女川】</p> <p>■評価方針の相違</p> <p>・泊は中性子束検出器をモデル化しておらず、PRAモデルが異なるため、女川の別紙3.1.1.f-3は作成していない</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>機器故障率パラメータを比較するため、付録1-別添3-3.1-3.1.1-46, 47 ページ（実践部分）に記載を再掲している</p> <ul style="list-style-type: none"> ・状態変更失敗確率 $Q = Q_d$ (Q_d: デマンド故障率) ・機能維持失敗確率 $Q = 1 - \exp(-\lambda_r T_m)$ (λ_r: 機能維持失敗の故障率、T_m: 時間パラメータ*) <p>※ 作動要求期間中の故障確率算出には使命時間を使用。 待機期間中の故障確率算出には（健全性確認間隔×1/2）を使用。 出典：レベル1 P S A 学会標準</p> <p>③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率 本評価ではAM策を考慮しないPRAモデルを用いた評価を実施しており、故障した機器の使命時間中の復旧には期待していない。</p> <p>④待機除外確率 (1) 試験による待機除外データ PRA評価対象システムに対する試験による待機除外のモデル化の可否について検討し、モデル化が必要な場合は試験データを収集し、待機除外確率を算出した。 試験による待機除外確率は「日本原子力学会標準 原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準：2010」に記載されているアンアベイラビリティの評価式から算出する。アンアベイラビリティ(q)は式(1)で表され</p>	<p>③ 機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率 (1) 復旧に期待する機器 故障した機器の復旧に期待する場合には、手順書整備や要員確保の状況を分析し、機器を選定した。検討の結果、外部電源の復旧に期待することとした。 (2) 復旧特性データ 外部電源の復旧失敗確率の算出には、1962年度から1987年度までの外部電源喪失後の2回線送電線の復旧実績に基づくデータを用い、仮想的に24時間のデータを加え、包絡した曲線によって評価し、イベントツリーで考慮している各時間フェイズ（30分、8時間）に対して考慮する。（別紙3.1.1.f-4）</p> <p>④ 待機除外確率 (1) 試験による待機除外データ 試験による待機除外確率P_{10}の評価式を以下に示す。 $P_{10} = \lambda t \times T_{10}$ λt: 試験頻度 T_{10}: 定期試験平均時間 ただし、定期試験中にも、作動要求時に試験状態が自動的に解除される。この時、定期試験による系統の使用不能確率は上式とオーバーライド信号及び該当弁の作動失敗等とのアンド条</p>	<p>③機器復帰の取扱い方法及び機器復帰失敗確率 本評価ではAM策を考慮しないPRAモデルを用いた評価を実施しており、故障した機器の使命時間中の復旧には期待していない。</p> <p>④待機除外確率 (1) 試験による待機除外データ PRA評価対象システムに対する試験による待機除外のモデル化の可否について検討し、モデル化が必要な場合は試験データを収集し、待機除外確率を算出した。 試験による待機除外確率は「日本原子力学会標準 原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準：2010」に記載されているアンアベイラビリティの評価式から算出する。アンアベイラビリティ(q)は式(1)で表され</p>	<p>【大飯】 ■記載箇所の相違 ・女川実績の反映</p> <p>【女川】 ■評価方針の相違 ・泊は故障した機器の使命時間中の復旧には期待しておらず、外部電源の復旧にも期待していない。（大飯と同様）また、上記理由から、PRAモデルが異なるため、女川の別紙3.1.1.f-4は作成していない</p> <p>【女川】 ■評価方針の相違 ・泊は定期試験時に当該系統の機能を果たすことができない試験に対して、試験による待機除外のモデル化を行っており、評価内容の相違に伴い記載が異なるため、大飯と比</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																
<p>る。</p> $q = \frac{MDT}{MUT + MDT} \dots \dots \dots (1)$ <p>ここで、MUT：供用可能時間 (mean up time) MDT：供用不能時間 (mean down time)</p> <p>MUT、MDTはそれぞれ試験間隔(T)、試験時間(t)と同義であるため、試験による待機除外確率(q_t)の計算式は以下となる。</p> $q_t = \frac{MDT}{MUT + MDT} = \frac{t}{(T+t)} = \frac{t}{T \left(1 + \frac{t}{T}\right)} \approx \frac{t}{T} (\because T \gg t) \dots \dots \dots (2)$ <p>試験による待機除外状態となる系統、機器をリスト化し、その後試験時間（試験の開始から終了までの時間）を調査して試験時間(t)に代入して算出した。評価例を以下に示す。</p> <table border="1" data-bbox="107 949 683 1077"> <thead> <tr> <th>系統</th> <th>定期試験</th> <th>試験間隔</th> <th>試験時間</th> <th>待機除外確率</th> <th>系統の待機除外確率</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">低圧注入系</td> <td>余熱除去ポンプ起動試験</td> <td>1ヶ月</td> <td>10分</td> <td>2.3E-04 ①</td> <td rowspan="2">4.6E-04 (①+②)</td> </tr> <tr> <td>安全注入系弁開閉確認</td> <td>1ヶ月</td> <td>10分</td> <td>2.3E-04 ②</td> </tr> </tbody> </table> <p>(2) 保守作業による待機除外データ PRA評価対象システムに対する試験による待機除外のモデル化の可否について検討し、モデル化が必要な場合は原子炉施設保安規定に基づく待機除外許容時間と機器故障率データを用いて待機除外確率を算出した。 保守による待機除外確率は、試験による待機除外確率と同様に、「日本原子力学会標準原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準：2010」に記載されているアンアベイラビリティの評価式（前述の式(1)）から</p>	系統	定期試験	試験間隔	試験時間	待機除外確率	系統の待機除外確率	低圧注入系	余熱除去ポンプ起動試験	1ヶ月	10分	2.3E-04 ①	4.6E-04 (①+②)	安全注入系弁開閉確認	1ヶ月	10分	2.3E-04 ②	<p>件となり、その確率は他の故障要因と比較して無視できるほど小さいため、定期試験による使用不能確率はモデル化対象外とする。（例えば、高圧炉心スプレイ系では電動ポンプ起動失敗は4.7E-05であり、高圧炉心スプレイ系ポンプ手動起動試験とオーバーライド信号機能喪失の同時発生確率は1.7E-08となり、無視できるほど小さい）</p> <p>(2) 保守作業による待機除外データ 系統の機能が喪失しておらず、軽微な不具合(若干のリークや起動時間が仕様を若干満たさない等)の場合にも機器を待機除外として隔離し、保守作業を行う。この保守を実施している間は、当該系統は使用不能となる可能性があり、本評価では、このプラント運転中の保守作業の発生による系統の使用不能確率を考慮する。 この保守による系統の使用不能確率は個々の機器の使用不能確率の和として評価する。個々の機器の使用不能確率は保守作</p>	<p>る。</p> $q = \frac{MDT}{MUT + MDT} \dots \dots \dots (1)$ <p>ここで、MUT：供用可能時間 (mean up time) MDT：供用不能時間 (mean down time)</p> <p>MUT、MDTはそれぞれ試験間隔(T)、試験時間(t)と同義であるため、試験による待機除外確率(q_t)の計算式は以下となる。</p> $q_t = \frac{MDT}{MUT + MDT} = \frac{t}{(T+t)} = \frac{t}{T \left(1 + \frac{t}{T}\right)} \approx \frac{t}{T} (\because T \gg t) \dots \dots \dots (2)$ <p>試験による待機除外状態となる系統、機器をリスト化し、その後試験時間（試験の開始から終了までの時間）を調査して試験時間(t)に代入して算出した。評価例を以下に示す。</p> <table border="1" data-bbox="1332 933 1892 1093"> <thead> <tr> <th>系統</th> <th>定期試験</th> <th>試験間隔</th> <th>試験時間</th> <th>待機除外確率</th> <th>系統の待機除外確率</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">低圧注入系</td> <td>余熱除去ポンプ定期運転試験</td> <td>1ヶ月</td> <td>55分</td> <td>1.3E-3 ①</td> <td rowspan="2">2.2E-3 (①+②)</td> </tr> <tr> <td>安全注入系統及び格納容器スプレイ系統弁開閉試験</td> <td>1ヶ月</td> <td>40分</td> <td>9.3E-4 ②</td> </tr> </tbody> </table> <p>(2) 保守作業による待機除外データ PRA評価対象システムに対する保守による待機除外のモデル化の可否について検討し、モデル化が必要な場合は原子炉施設保安規定に基づく待機除外許容時間と機器故障率データを用いて待機除外確率を算出した。 保守による待機除外確率は、試験による待機除外確率と同様に、「日本原子力学会標準原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準：2010」に記載されているアンアベイラビリティの評価式（前述の式(1)）から</p>	系統	定期試験	試験間隔	試験時間	待機除外確率	系統の待機除外確率	低圧注入系	余熱除去ポンプ定期運転試験	1ヶ月	55分	1.3E-3 ①	2.2E-3 (①+②)	安全注入系統及び格納容器スプレイ系統弁開閉試験	1ヶ月	40分	9.3E-4 ②	<p>較する。(着色せず)なお、試験による待機除外確率を算出する評価式について、試験間隔(T)は試験頻度の逆数であるため、評価式は女川と同様の式となる。</p> <p>【大飯】 ■個別評価による相違</p> <p>【女川】 ■評価方針の相違 ・泊は保安規定に定める LCO の逸脱時に要求される措置として実施する「保守作業」に伴う待機除外時間として、要求される措置の完了時間（許容待機除外時間：AOT）を適用して待機除外確率を算出してお</p>
系統	定期試験	試験間隔	試験時間	待機除外確率	系統の待機除外確率																														
低圧注入系	余熱除去ポンプ起動試験	1ヶ月	10分	2.3E-04 ①	4.6E-04 (①+②)																														
	安全注入系弁開閉確認	1ヶ月	10分	2.3E-04 ②																															
系統	定期試験	試験間隔	試験時間	待機除外確率	系統の待機除外確率																														
低圧注入系	余熱除去ポンプ定期運転試験	1ヶ月	55分	1.3E-3 ①	2.2E-3 (①+②)																														
	安全注入系統及び格納容器スプレイ系統弁開閉試験	1ヶ月	40分	9.3E-4 ②																															

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添3. レベル1PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																															
<p>算出する。式(1)において、MUT（供用可能時間）は時間依存型の故障率(λ)の逆数で表され、また、保守時間と同義のMDT（供用不能時間）には原子炉施設保安規定で許容されている復旧までの最長の完了時間（待機除外許容時間：AOT）を保守的に適用すると、保守による待機除外確率(qm)の計算式は以下となる。</p> $q_m = \frac{MDT}{MUT + MDT} = \frac{AOT}{\frac{1}{\lambda} + AOT} = \frac{\lambda \cdot AOT}{1 + \lambda \cdot AOT}$ <p>≒λ・AOT（∵I≫λ・AOT）……………(3)</p> <p>保守作業による待機除外確率の評価例を以下に示す。</p> <table border="1" data-bbox="107 1045 676 1189"> <thead> <tr> <th>系統</th> <th>復旧措置が要求される条件</th> <th>復旧までの完了時間(AOT)</th> <th>対象機器</th> <th>故障モード</th> <th>故障率</th> <th>待機除外確率</th> <th>系統の待機除外確率</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">低圧注入系</td> <td rowspan="3">低圧注入系1系統が動作不能である場合</td> <td>240時間</td> <td>余熱除去ポンプ</td> <td>起動失敗</td> <td>2.6E-7</td> <td>6.2E-5 ①</td> <td rowspan="3">1.2E-4 (①+②+③)</td> </tr> <tr> <td>240時間</td> <td>遮断器</td> <td>閉失敗</td> <td>4.8E-8</td> <td>1.2E-5 ②</td> </tr> <tr> <td>240時間</td> <td>制御回路</td> <td>作動失敗</td> <td>1.1E-7</td> <td>4.8E-5 ③</td> </tr> </tbody> </table> <p>⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ</p>	系統	復旧措置が要求される条件	復旧までの完了時間(AOT)	対象機器	故障モード	故障率	待機除外確率	系統の待機除外確率	低圧注入系	低圧注入系1系統が動作不能である場合	240時間	余熱除去ポンプ	起動失敗	2.6E-7	6.2E-5 ①	1.2E-4 (①+②+③)	240時間	遮断器	閉失敗	4.8E-8	1.2E-5 ②	240時間	制御回路	作動失敗	1.1E-7	4.8E-5 ③	<p>業の頻度と平均保守作業時間(平均修復時間)の積として評価する。</p> <p>したがって、各系統の保守による使用不能確率P_{um}は、以下の式により推定する。</p> $P_{um} = \sum_i (\lambda_i \times T_i)$ <p>λ_i：保守頻度(定期試験等によって異常の発見が可能な機器iの異常発生率) T_i：機器iの平均修復時間</p> <p>なお、機器の保守頻度λ_iについては、NUREG/CR-2815を参考に機器の故障率の10倍とする(別紙3.1.1.f-5)。これは、機器の機能喪失の前兆事象が発見された場合でも保守を受けることが考えられ、保守頻度は故障率に比較して高いと考えられるためである。</p> <p>⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ</p>	<p>算出する。式(1)において、MUT（供用可能時間）は時間依存型の故障率(λ)の逆数で表され、また、保守時間と同義のMDT（供用不能時間）には原子炉施設保安規定で許容されている復旧までの最長の完了時間（許容待機除外時間：AOT）を保守的に適用すると、保守による待機除外確率(qm)の計算式は以下となる。</p> $q_m = \frac{MDT}{MUT + MDT} = \frac{AOT}{\frac{1}{\lambda} + AOT} = \frac{\lambda \cdot AOT}{1 + \lambda \cdot AOT}$ <p>≒λ・AOT（∵I≫λ・AOT）……………(3)</p> <p>保守作業による待機除外確率の評価例を以下に示す。</p> <table border="1" data-bbox="1335 1061 1899 1204"> <thead> <tr> <th>系統</th> <th>復旧措置が要求される条件</th> <th>復旧までの完了時間(AOT)</th> <th>対象機器</th> <th>故障モード</th> <th>故障率</th> <th>待機除外確率</th> <th>系統の待機除外確率</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">低圧注入系</td> <td rowspan="2">低圧注入系1系統が動作不能である場合</td> <td>240時間</td> <td>余熱除去ポンプ</td> <td>起動失敗</td> <td>2.6E-7/h</td> <td>6.2E-5 ①</td> <td rowspan="2">1.6E-4 (①+②)</td> </tr> <tr> <td>240時間</td> <td>制御回路</td> <td>作動失敗</td> <td>4.2E-7/h</td> <td>1.0E-4 ②</td> </tr> </tbody> </table> <p>⑤ 共通要因故障の評価方法と共通要因故障パラメータ</p>	系統	復旧措置が要求される条件	復旧までの完了時間(AOT)	対象機器	故障モード	故障率	待機除外確率	系統の待機除外確率	低圧注入系	低圧注入系1系統が動作不能である場合	240時間	余熱除去ポンプ	起動失敗	2.6E-7/h	6.2E-5 ①	1.6E-4 (①+②)	240時間	制御回路	作動失敗	4.2E-7/h	1.0E-4 ②	<p>り(なお、「保守」は保安規定に記載の用語である)、女川と評価方針が異なるため大飯と比較する(着色せず)。また、女川の別紙3.1.1.f-5については、評価方針の相違によりPRAモデルが異なるため、同様の資料は作成していない。なお、泊は「日本原子力学会標準原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準:2010」に記載されているアンアベイラビリティの評価式を用いており結果的に女川と同様となる。</p> <p>【大飯】</p> <p>■記載表現の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・AOTの記載について、泊は「日本原子力学会標準原子力発電所の確率論的安全評価用のパラメータ推定に関する実施基準:2010」の記載を参考とした表現としている <p>【大飯】</p> <p>■設計の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・泊の余熱除去ポンプはパワーコントロールセンタから電源を供給しており、余熱除去ポンプの遮断器は遮断器単独としてではなく制御回路に含めて考慮している ・制御回路を構成する機器の相違により故障率が相違する
系統	復旧措置が要求される条件	復旧までの完了時間(AOT)	対象機器	故障モード	故障率	待機除外確率	系統の待機除外確率																																											
低圧注入系	低圧注入系1系統が動作不能である場合	240時間	余熱除去ポンプ	起動失敗	2.6E-7	6.2E-5 ①	1.2E-4 (①+②+③)																																											
		240時間	遮断器	閉失敗	4.8E-8	1.2E-5 ②																																												
		240時間	制御回路	作動失敗	1.1E-7	4.8E-5 ③																																												
系統	復旧措置が要求される条件	復旧までの完了時間(AOT)	対象機器	故障モード	故障率	待機除外確率	系統の待機除外確率																																											
低圧注入系	低圧注入系1系統が動作不能である場合	240時間	余熱除去ポンプ	起動失敗	2.6E-7/h	6.2E-5 ①	1.6E-4 (①+②)																																											
		240時間	制御回路	作動失敗	4.2E-7/h	1.0E-4 ②																																												

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>多重性を持たせるために用いられる機器について、型式、機能、運用方法を考慮して、共通要因故障としてモデル化すべき機器群と故障モードを選定し、共通要因故障を評価した。共通要因故障を同定するフロー図を第1.1.1.f-1図に示す。フロー図にしたがい、以下の4つの条件を同時に満たす独立故障のグループに対して、共通要因故障の適用を検討した。</p> <p>(1) 同一系統 (2) 冗長の機能を有する同種機器 (3) 起回事象発生前の運転状態が同一 (4) 同一故障モード</p> <p>動的機器と静的機器及びそれらの故障モードによって、共通要因故障の可能性は異なると考えられるため、これらを区別して共通要因故障の適用性を検討した。動的機器の動的故障モードについては、共通要因故障が発生する可能性が比較的高いと考えられることから、上記条件を満たすものに対しては共通要因故障を考慮している。また、動的機器の静的故障モード及び静的機器については、故障実績があるものに対して共通要因故障を考慮した。フロー図にしたがって同定した共通要因故障の対象機器と故障モードを第1.1.1.f-1表に示す。</p> <p>共通要因故障パラメータについては、第1.1.1.f-2表に示すNUREG/CR-5497（レベル1 P S A学会標準推奨データベース）の改訂版である「CCF Parameter Estimations 2010」に記載されるMGLパラメータを使用する。MGLモデルは冗長度が高い系の解析に対応しており、原子力プラントにおいて広く使用実績のある共通要因故障パラメータである。</p>	<p>同一又は異なるシステムにおいて、多重性を持たせるために用いられる機器については、型式、機能、環境、運用方法を考慮して、共通要因故障としてモデル化すべき共通要因故障機器群と故障モードを同定した。ただし、動的機器の静的故障モード、静的機器の各故障モード及び複数機器の故障発生の可能性が低いと判断できる機器の故障については除外した。（別紙3.1.1.f-6）</p> <p>本評価では、MGL(Multiple Greek Letter)法を用いて共通要因故障の発生確率を計算する。本評価では米国で公開され、あるいはPRAでの使用実績がある文献や既往のPRA研究などから、妥当と考えられるパラメータを使用することとする。（別紙3.1.1.f-7, 8, 9, 10）</p>	<p>同一又は異なるシステムにおいて、多重性を持たせるために用いられる機器については、型式、機能、環境、運用方法を考慮して、共通要因故障としてモデル化すべき共通要因故障機器群と故障モードを同定した。以下の4つの条件を同時に満たす独立故障のグループに対して、共通要因故障の適用を検討した。</p> <p>(1) 同一系統 (2) 冗長の機能を有する同種機器 (3) 起回事象発生前の運転状態が同一 (4) 同一故障モード</p> <p>動的機器と静的機器及びそれらの故障モードによって、共通要因故障の可能性は異なると考えられるため、これらを区別して共通要因故障の適用性を検討した。動的機器の動的故障モードについては、共通要因故障が発生する可能性が比較的高いと考えられることから、上記条件を満たすものに対しては共通要因故障を考慮している。また、動的機器の静的故障モード及び静的機器については、故障実績があるものに対して共通要因故障を考慮した。</p> <p>本評価では、MGL(Multiple Greek Letter)法を用いて共通要因故障の発生確率を計算する。本評価では米国で公開され、PRAでの使用実績があるNUREG/CR-5497（レベル1 PSA学会標準推奨データベース）の改訂版である「CCF Parameter Estimations 2010」に記載されるMGLパラメータを使用することとする。</p>	<p>【女川】 ■評価方針の相違 ・静的機器の各故障モードを除外している点は泊も同様。動的機器の静的故障モードについては故障実績の有無を確認している（大飯と同様） ・泊は共通要因故障の同定の内容を別添に記載しているため、女川の別紙3.1.1.f-6は不要と判断した</p> <p>【女川】 ■評価方針の相違 ・女川に記載がないため、(1)～(4)については大飯と比較する</p> <p>【女川】 ■評価方針の相違 ・女川に記載がないため、大飯と比較する</p> <p>【女川】 ■評価方針の相違 ・使用している共通要因故障パラメータが相違しており、</p>

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

第37条 付録1 事故シークエンスグループ及び重要事故シークエンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1.1.1.g. 人的過誤</p> <p>人間信頼性解析とは、炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間行動（タスク）に対して、起こり得る人的過誤を同定してそのタスクの成功又は失敗の確率を評価することである。本評価では、起回事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し、その発生確率を算出した。</p> <p>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <p>人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック（NUREG/CR-1278）のTHERP（Technique for Human Error Rate Prediction）手法を使用して評価した。なお、本評価では過誤回復として、複数の運転員によるバックアップをモデル化している。</p>	<p>同一システム内で共通要因故障を考慮している対象機器群及び故障モードを第3.1.1.f-1表に、システム間の共通要因故障を考慮するシステム及び機器を第3.1.1.f-2表に、共通原因故障パラメータの一覧を第3.1.1.f-3表にそれぞれ示す。</p> <p>また、システム間共通要因故障機器群の同定手順を第3.1.1.f-1図に示す。</p> <p>3.1.1.g 人的過誤</p> <p>人間信頼性解析とは、炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間行動（タスク）に対して、起こり得る人的過誤を同定してそのタスクの成功又は失敗の確率を評価することである。</p> <p>本評価では、起回事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し、その発生確率を算出した。</p> <p>① 評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <p>(1) 人的過誤の算出に用いた方法</p> <p>人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック（NUREG/CR-1278）のTHERP（Technique for Human Error Rate Prediction）手法を用いて、当該プラントの関連操作手順書に基づき、それぞれの人的過誤のHRAイベントツリーを作成し人的過誤確率を評価し</p>	<p>共通要因故障を考慮している対象機器及び故障モードを第3.1.1.f-1表に、共通要因故障パラメータの一覧を第3.1.1.f-2表にそれぞれ示す。</p> <p>また、共通要因故障の同定手順を第3.1.1.f-1図に示す。</p> <p>3.1.1.g. 人的過誤</p> <p>人間信頼性解析とは、炉心損傷頻度に有意な影響を及ぼし得る人間行動（タスク）に対して、起こり得る人的過誤を同定してそのタスクの成功又は失敗の確率を評価することである。</p> <p>本評価では、起回事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象として、それらを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し、その発生確率を算出した。</p> <p>①評価対象とした人的過誤及び評価結果</p> <p>(1) 人的過誤の算出に用いた方法</p> <p>人間信頼性解析は、ヒューマンエラーハンドブック（NUREG/CR-1278）のTHERP（Technique for Human Error Rate Prediction）手法を用いて、当該プラントの関連操作手順書に基づき、それぞれの人的過誤のHRAイベントツリーを作成し人的過誤確率を評価し</p>	<p>泊は大飯と同様（女川は別紙3.1.1.f-10で泊と同様のパラメータを用いた場合の感度解析を実施している）。泊は使用するパラメータを本文に記載していること、評価方針が異なることから女川の別紙3.1.1.f-7～10は作成不要と判断。</p> <p>【女川】</p> <p>■評価方針、記載方針の相違 ・泊で考慮している共通要因故障の適用条件を踏まえた表及び同定手順を示している（泊は大飯と同様の評価方針のため、同様の図表を作成している）</p> <p>【女川】</p> <p>■記載表現の相違</p> <p>【大飯】</p> <p>■記載方針の相違 ・女川実績の反映</p> <p>【大飯】</p> <p>■記載表現の相違</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																
<p>ている。(別紙3.1.1.g-1)</p> <p>(2) 人的過誤の分類, 人的操作に対する許容時間, 過誤回復の取扱い 本作業では, 起回事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象として, それらを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し, その発生確率を算出した。</p> <p>a. 起回事象発生前人的過誤 事象発生前に考慮すべき人的過誤として, 試験・保守時において作業終了後, 手動弁及び手動ダンパを正しい状態に復帰させる際の復旧忘れを考慮した。 モデル化対象とすべき手動弁及び手動ダンパの絞り込み作業についての実績調査及びエビデンス整備を実施した。ここで整備したデータは, さらにシステム信頼性解析への影響程度を勘案した上で, 人的過誤事象のモデル化要否を決定し, モデル化した。事象発生前の人的過誤をモデル化する対象機器選定フローを第1.1.1.g-1図に示す。本評価で用いる事象発生前の人的過誤確率 (HEP) について下表のとおり示す。</p> <table border="1" data-bbox="125 1137 607 1182"> <thead> <tr> <th>運転操作エラー</th> <th>操作場所</th> <th>HEP</th> <th>EF</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>弁の操作忘れ</td> <td>現場</td> <td>1.6E-3</td> <td>4</td> </tr> </tbody> </table> <p>HEP: 人的過誤確率 EF: エラーファクター</p> <p>(2) 起回事象発生後人的過誤 プラントで事故が発生した場合, 運転員は事故時運転手順書 (事故時操作所則) に記載されている手順にしたがって, 原子炉を安全に停止させるために必要な措置をとる。PRA</p>	運転操作エラー	操作場所	HEP	EF	弁の操作忘れ	現場	1.6E-3	4	<p>ている。(補足3.1.1.g-1)</p> <p>(2) 人的過誤の分類, 人的操作に対する許容時間, 過誤回復の取扱い 本作業では, 起回事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象として, それらを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し, その発生確率を算出した。</p> <p>a. 起回事象発生前人的過誤 事象発生前に考慮すべき人的過誤として, 試験・保守時において作業終了後, 「手動弁の保守後の復帰失敗(開け忘れ及び閉め忘れ)」, 「スクラム排出容器(以下「SDV」という。)警報の検出失敗」を評価対象としている。(別紙3.1.1.g-2, 3, 4)</p> <p>b. 起回事象発生後人的過誤 起回事象発生後の人的過誤としては, 非常時操作手順書や事象発生時に必要とされる緩和設備を調査・分析することにより, 運転員によって行われる緩和操作を同定している。ま</p>	<p>ている。(補足3.1.1.g-1)</p> <p>(2) 人的過誤の分類, 人的操作に対する許容時間, 過誤回復の取扱い 本作業では, 起回事象発生前の作業及び発生後の緩和操作を対象として, それらを遂行する過程で起こり得る人的過誤を同定し, その発生確率を算出した。</p> <p>a. 起回事象発生前人的過誤 事象発生前に考慮すべき人的過誤として, 試験・保守時において作業終了後, 手動弁及び手動ダンパを正しい状態に復帰させる際の復旧忘れを考慮した。 モデル化対象とすべき手動弁及び手動ダンパの絞り込み作業についての実績調査及びエビデンス整備を実施した。ここで整備したデータは, さらにシステム信頼性解析への影響程度を勘案した上で, 人的過誤事象のモデル化要否を決定し, モデル化した。事象発生前の人的過誤をモデル化する対象機器選定フローを第3.1.1.g-1図に示す。本評価で用いる事象発生前の人的過誤確率 (HEP) について下表のとおり示す。(補足3.1.1.g-2, 3)</p> <table border="1" data-bbox="1346 1121 1850 1201"> <thead> <tr> <th>運転操作エラー</th> <th>操作場所</th> <th>HEP</th> <th>EF</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>弁の操作忘れ</td> <td>現場</td> <td>1.6E-3</td> <td>4</td> </tr> </tbody> </table> <p>HEP: 人的過誤確率 EF: エラーファクター</p> <p>b. 起回事象発生後人的過誤 起回事象発生後の人的過誤としては, 事故時運転手順書 (運転要領緊急処置編) や事象発生時に必要とされる緩和設備を調査・分析することにより, 運転員によって行われる緩</p>	運転操作エラー	操作場所	HEP	EF	弁の操作忘れ	現場	1.6E-3	4	<p>・女川実績の反映 ・泊は3.1.1.g.①(2)b.(b)に記載しており, モデル化方針に相違は無い</p> <p>【大飯】 ■記載方針の相違 ・女川実績の反映 (大飯に記載はないが泊と同様の評価となっている)</p> <p>【女川】 ■記載方針の相違 ・記載充実のため, 泊は起回事象発生前人的過誤のモデル化の考え方に関して記載している (大飯と同様)</p> <p>【女川】 ■個別評価による相違 ・女川の別紙 3.1.1.g-3 については, 泊の起回事象発生前人的過誤の除外基準が異なることから, 同様の資料は作成していない</p> <p>【女川】 ■記載方針の相違 ・女川に記載ないため, 大飯と比較する</p> <p>【女川】【大飯】 ■手順書名の相違 ・事故時運転手順書 (事故時</p>
運転操作エラー	操作場所	HEP	EF																
弁の操作忘れ	現場	1.6E-3	4																
運転操作エラー	操作場所	HEP	EF																
弁の操作忘れ	現場	1.6E-3	4																

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

第37条 付録1 事故シナシスグループ及び重要事故シナシス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>においては、運転員が行う行為を人的過誤の評価対象とする。</p> <p>事故後に実際に行われる運転員操作は以下の流れで行われるものと想定する。</p> <ol style="list-style-type: none"> ① 警報、信号、計測表示等（兆候）により異常を検知し、どの事故時運転手順書を参照すべきかを判断する。 ② 事故時運転手順書に基づいて、実際の操作を行う。 ③ 事故時運転手順書において、判断を伴う記載があった場合、計器等を確認する。 ④ ③の確認結果に基づき事故時運転手順書の操作を行う。 ⑤ 事象が進展した場合、再度事故時運転手順書を参照すべきかを判断する。 <p>このうち、①及び⑤が認知（診断）行為に、②及び④が操作行為、③が読取として分類する。診断失敗、操作失敗、読取失敗の主な取扱いを以下に示す。</p> <p>(a) 診断失敗 事故時運転手順書へのエントリ失敗を、診断失敗として取り扱う。本評価で用いる診断失敗確率はTHERPの時間信頼性曲線（余裕時間とスキルファクタの関数）を用いて評価を実施しており、評価に使用した余裕時間、スキルファクタを得られた診断失敗確率とあわせて下表に示す。なお、診断行為は複数の計器指示、警報等からプラントで発生した事象を特定することから、時間的な</p>	<p>た、成功基準にて設定されるシステム及び機器の制御に要求される操作及び故障機器の回復操作を含めている。</p> <p>それぞれの事象発生後の人的過誤に対して、「診断失敗」と「操作失敗」を考慮し評価している。</p> <p>(a) 診断失敗 起因事象の発生や操作の必要性に対する診断を、診断過誤として取り扱う。 診断行為は複数の計器指示、警報等からプラントで発生した事象を特定することから、時間的な余裕を考慮する。 診断失敗は、THERPの時間信頼性曲線を用いて評価する。時間信頼性曲線を用いる際に必要な余裕時間について</p>	<p>和操作を同定している。また、成功基準にて設定されるシステム及び機器の制御に要求される操作を含めている。</p> <p>事故後に実際に行われる運転員操作は、以下の流れで行われるものと想定する。</p> <ol style="list-style-type: none"> ① 警報、信号、計測表示等（兆候）により異常を検知し、どの事故時運転手順書を参照すべきかを判断する。 ② 事故時運転手順書に基づいて、実際の操作を行う。 ③ 事故時運転手順書において、判断を伴う記載があった場合、計器等を確認する。 ④ ③の確認結果に基づき、事故時運転手順書の操作を行う。 ⑤ 事象が進展した場合、再度事故時運転手順書を参照すべきかを判断する。 <p>このうち、①及び⑤が認知（診断）行為に、②及び④が操作行為、③が読取として分類する。診断失敗、操作失敗、読取失敗の主な取扱いを以下に示す。</p> <p>(a) 診断失敗 起因事象の発生や操作の必要性に対する診断を診断失敗として取り扱う。 診断行為は複数の計器指示、警報等からプラントで発生した事象を特定することから、時間的な余裕を考慮する。 診断失敗は、THERPの時間信頼性曲線を用いて評価する。時間信頼性曲線を用いる際に必要な余裕時間について</p>	<p>操作所則）（大飯）⇔非常時操作手順書（女川）⇔事故時運転手順書（運転要領緊急処置編）（泊）</p> <p>【女川】</p> <p>■評価方針の相違</p> <p>・泊は故障機器の回復操作は評価対象としていない（大飯についても泊と同様）</p> <p>【女川】</p> <p>■記載方針の相違</p> <p>・泊は事故後に実際に行われる運転員操作について記載しており、女川に記載がないため大飯と比較する</p> <p>【女川】</p> <p>■評価方針の相違</p> <p>・泊は事故時運転手順書に計器等の確認操作を定めておりその人的過誤を読取失敗として考慮している（大飯と同様）</p> <p>【女川】</p> <p>■記載表現の相違</p>

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																													
<p>余裕を考慮する。また、診断失敗が発生した場合、運転員は当該事故時運転手順書の操作すべてに失敗するものとして取り扱う。本評価で用いる診断失敗確率は下表のとおりである。</p> <table border="1" data-bbox="107 539 680 689"> <thead> <tr> <th>診断項目</th> <th>操作</th> <th>余裕時間</th> <th>診断失敗確率</th> <th>スキルファクタ*</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2次冷却系の破断の発生</td> <td>破断ループの隔離</td> <td>20分</td> <td>2.7E-3</td> <td>下限値</td> </tr> <tr> <td>SGTRの発生</td> <td>破損側蒸気発生器の隔離</td> <td>30分</td> <td>2.7E-4</td> <td>下限値</td> </tr> <tr> <td>補機冷却系の故障</td> <td>補機冷却系の負荷制限</td> <td>30分</td> <td>2.7E-3</td> <td>中央値</td> </tr> </tbody> </table> <p>※運転員は十分な訓練を受けており、運転員が事故発生を認知できずに状態を放置し続けることは想定し難い。また異常発生時の事故時運転手順書も整備されているため、以下の基準で参照する値を決定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・下限値：当該診断により運転員が行う操作が、事故発生後に初めて移行する事故時運転手順書に記載されている場合。 ・中央値：当該診断により運転員が行う操作が、事故発生後に移行する2番目の事故時運転手順書に記載されている場合。 ・上限値：事故時運転手順書に記載がなく十分な訓練がされていない場合。 <p>(b) 操作失敗 事故時運転手順書に記載された操作の中で、炉心損傷の観点から、事故シナリオの中で必要となる操作を同定し、操作失敗として取り扱う。</p>	診断項目	操作	余裕時間	診断失敗確率	スキルファクタ*	2次冷却系の破断の発生	破断ループの隔離	20分	2.7E-3	下限値	SGTRの発生	破損側蒸気発生器の隔離	30分	2.7E-4	下限値	補機冷却系の故障	補機冷却系の負荷制限	30分	2.7E-3	中央値	<p>では、3.1.1.cで設定した余裕時間を用いる。 なお、診断失敗が発生した場合、運転員は当該運転手順書の操作全てに失敗するものとして取り扱う。</p> <p>(b) 操作失敗 事故時運転手順書に記載された操作の中で、炉心損傷の観点から、事故シナリオの中で必要となる操作を同定し、操作失敗として取り扱う。</p> <p>操作失敗については、ThERPの「手動操作のコミッションエラー」として評価している。また、担当運転員以外にも指導的な立場などの他の運転員による過誤回復に期待できるものとしている。</p>	<p>では、3.1.1.cで設定した余裕時間を用いる。 なお、診断失敗が発生した場合、運転員は当該運転手順書の操作すべてに失敗するものとして取り扱う。 本評価で用いる診断失敗確率は下表のとおりである。</p> <table border="1" data-bbox="1323 539 1897 826"> <thead> <tr> <th>診断項目</th> <th>操作</th> <th>余裕時間</th> <th>診断失敗確率</th> <th>スキルファクタ*</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1次冷却材の喪失</td> <td>低圧注入系、高圧注入系及び格納容器スプレイ系を注入モードから再循環モードへ切替</td> <td>30分</td> <td>2.7E-4</td> <td>下限値</td> </tr> <tr> <td>2次系破断の発生</td> <td>破断ループの隔離</td> <td>20分</td> <td>2.7E-3</td> <td>下限値</td> </tr> <tr> <td>SGTRの発生</td> <td>破損蒸気発生器の隔離</td> <td>30分</td> <td>2.7E-4</td> <td>下限値</td> </tr> <tr> <td>補機冷却系の故障</td> <td>補機冷却系の負荷制限</td> <td>30分</td> <td>2.7E-3</td> <td>中央値</td> </tr> </tbody> </table> <p>※運転員は十分な訓練を受けており、運転員が事故発生を認知できずに状態を放置し続けることは想定し難い。また異常発生時の事故時運転手順書も整備されているため、以下の基準で参照する値を決定した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・下限値：当該診断により運転員が行う操作が、事故発生後に初めて移行する事故時運転手順書に記載されている場合。 ・中央値：当該診断により運転員が行う操作が、事故発生後に移行する2番目の事故時運転手順書に記載されている場合。 ・上限値：事故時運転手順書に記載がなく十分な訓練がされていない場合。 <p>(b) 操作失敗 事故時運転手順書に記載された操作の中で、炉心損傷の観点から、事故シナリオの中で必要となる操作を同定し、操作失敗として取り扱う。</p> <p>操作失敗については、オMISSIONエラー及びコミッションエラーのThERP表を用いて評価している。また、担当運転員以外にも指導的な立場などの他の運転員による過誤回復に期待できるものとしている。</p>	診断項目	操作	余裕時間	診断失敗確率	スキルファクタ*	1次冷却材の喪失	低圧注入系、高圧注入系及び格納容器スプレイ系を注入モードから再循環モードへ切替	30分	2.7E-4	下限値	2次系破断の発生	破断ループの隔離	20分	2.7E-3	下限値	SGTRの発生	破損蒸気発生器の隔離	30分	2.7E-4	下限値	補機冷却系の故障	補機冷却系の負荷制限	30分	2.7E-3	中央値	<p>【女川】 ■記載方針の相違 ・泊は評価で用いる余裕時間、スキルファクタ、診断失敗確率を提示しており、女川に記載がないため大飯と比較する</p> <p>【大飯】 ■設計の相違 ・泊は注入モードから再循環モードへ切り替える際、再循環自動切替信号発信後に運転員による許可操作を行う必要があるため、人的過誤を考慮している（伊方、玄海と同様）</p> <p>【大飯】 ■記載方針の相違 ・女川実績の反映</p> <p>【女川】 ■評価方針の相違 ・泊はオMISSIONエラーを考慮している</p>
診断項目	操作	余裕時間	診断失敗確率	スキルファクタ*																																												
2次冷却系の破断の発生	破断ループの隔離	20分	2.7E-3	下限値																																												
SGTRの発生	破損側蒸気発生器の隔離	30分	2.7E-4	下限値																																												
補機冷却系の故障	補機冷却系の負荷制限	30分	2.7E-3	中央値																																												
診断項目	操作	余裕時間	診断失敗確率	スキルファクタ*																																												
1次冷却材の喪失	低圧注入系、高圧注入系及び格納容器スプレイ系を注入モードから再循環モードへ切替	30分	2.7E-4	下限値																																												
2次系破断の発生	破断ループの隔離	20分	2.7E-3	下限値																																												
SGTRの発生	破損蒸気発生器の隔離	30分	2.7E-4	下限値																																												
補機冷却系の故障	補機冷却系の負荷制限	30分	2.7E-3	中央値																																												

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

第37条 付録1 事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について
 別添 3. レベル1PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																						
<p>(c) 読取失敗</p> <p>事故時運転手順書に「～を確認する。」のような記載があり、かつ、それに付帯した機器等の操作がある場合は、その確認を「読取」として扱い、同定対象とする。読取に失敗した場合、続く操作に失敗するものとして取り扱う。ただし、読取失敗については、複数の計器により判断が可能である場合については、失敗の確率が十分に小さいとして、評価対象外とする。本評価で用いる事象発生後の人的過誤確率は下表のとおりである。</p> <table border="1" data-bbox="112 518 660 742"> <thead> <tr> <th>運転操作エラー</th> <th>操作場所</th> <th>HEP</th> <th>EF</th> <th>備考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">計器の読取失敗</td> <td rowspan="2">中央制御室</td> <td>1.4E-3</td> <td>4</td> <td>アナログ表示</td> </tr> <tr> <td>8.3E-4</td> <td>4</td> <td>デジタル表示</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">弁の操作失敗</td> <td>中央制御室</td> <td>8.6E-4</td> <td>8</td> <td></td> </tr> <tr> <td>現場</td> <td>5.5E-3</td> <td>3</td> <td></td> </tr> <tr> <td>補機の操作失敗</td> <td>中央制御室</td> <td>8.6E-4</td> <td>8</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>HEP：人的過誤確率 EF：エラーファクター</p> <p>1.1.1.h. 炉心損傷頻度</p> <p>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>前記の種々の作業は、事故シーケンスの発生頻度を求める定量化作業に集約される。起回事象や展開したイベントツリー、フォールトツリーの各基事象に対し数値（起回事象発生頻度、機器故障率、人的過誤確率等）を入力して事故シーケンス発生頻度を計算する。事故シーケンスの定量化は、解析コードRiskSpectrumを用いて、イベントツリー解析、フォールトツリー解析を行い、炉心損傷頻度の算出を行った。</p>	運転操作エラー	操作場所	HEP	EF	備考	計器の読取失敗	中央制御室	1.4E-3	4	アナログ表示	8.3E-4	4	デジタル表示	弁の操作失敗	中央制御室	8.6E-4	8		現場	5.5E-3	3		補機の操作失敗	中央制御室	8.6E-4	8		<p>c. 人的過誤評価結果</p> <p>人的過誤の評価結果を第3.1.1.g-1表に示す。（別紙3.1.1.g-5）</p> <p>3.1.1.h 炉心損傷頻度</p> <p>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>本評価では、RiskSpectrum*PSAを使用し、フォールトツリー結合法による定量化を行った（別紙3.1.1.h-1）。また、炉心損傷状態については、以下のとおり事故シーケンスを機能喪失の要因の観点から区別するために「事故シーケンスグループ」に分類する。</p>	<p>(c) 読取失敗</p> <p>事故時運転手順書に「～を確認する。」のような記載があり、かつ、それに付帯した機器等の操作がある場合は、その確認を「読取」として扱い、同定対象とする。読取に失敗した場合、続く操作に失敗するものとして取り扱う。ただし、読取失敗については、複数の計器により判断が可能である場合については、失敗の確率が十分に小さいとして、評価対象外とする。本評価で用いる事象発生後の人的過誤確率は下表のとおりである。</p> <table border="1" data-bbox="1332 534 1892 670"> <thead> <tr> <th>運転操作エラー</th> <th>操作場所</th> <th>HEP</th> <th>EF</th> <th>備考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">計器の読取失敗</td> <td rowspan="2">中央制御室</td> <td>1.4E-3</td> <td>4</td> <td>アナログ表示</td> </tr> <tr> <td>8.3E-4</td> <td>4</td> <td>デジタル表示</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">弁の操作失敗</td> <td>中央制御室</td> <td>8.6E-4</td> <td>8</td> <td></td> </tr> <tr> <td>現場</td> <td>5.5E-3</td> <td>3</td> <td></td> </tr> <tr> <td>補機の操作失敗</td> <td>中央制御室</td> <td>8.6E-4</td> <td>8</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>HEP：人的過誤確率 EF：エラーファクター</p> <p>c. 人的過誤評価結果</p> <p>人的過誤の評価結果を第3.1.1.g-1表に示す。</p> <p>3.1.1.h. 炉心損傷頻度</p> <p>① 炉心損傷頻度の算出に用いた方法</p> <p>本評価では、RiskSpectrum*PSAを使用し、フォールトツリー結合法による定量化を行った（補足3.1.1.h-1, 2, 3）。また、炉心損傷状態については、以下のとおり事故シーケンスを機能喪失の要因の観点から区別するために「事故シーケンスグループ」に分類する。</p>	運転操作エラー	操作場所	HEP	EF	備考	計器の読取失敗	中央制御室	1.4E-3	4	アナログ表示	8.3E-4	4	デジタル表示	弁の操作失敗	中央制御室	8.6E-4	8		現場	5.5E-3	3		補機の操作失敗	中央制御室	8.6E-4	8		<p>【女川】</p> <p>■評価方針の相違</p> <p>・人的過誤として読取失敗を考慮しており、大飯と比較する</p> <p>【大飯】</p> <p>■記載方針の相違</p> <p>・女川実績の反映</p> <p>【女川】</p> <p>■記載方針の相違</p> <p>・女川の別紙3.1.1.g-5に該当する内容は補足3.1.1.g-1に含めている</p> <p>【女川】</p> <p>■記載方針の相違</p> <p>・泊は事故シーケンスの評価イメージ及びイベントツリーにおけるヘディングの分岐確率について補足3.1.1.h-2,3として作成している（記載は</p>
運転操作エラー	操作場所	HEP	EF	備考																																																					
計器の読取失敗	中央制御室	1.4E-3	4	アナログ表示																																																					
		8.3E-4	4	デジタル表示																																																					
弁の操作失敗	中央制御室	8.6E-4	8																																																						
	現場	5.5E-3	3																																																						
補機の操作失敗	中央制御室	8.6E-4	8																																																						
運転操作エラー	操作場所	HEP	EF	備考																																																					
計器の読取失敗	中央制御室	1.4E-3	4	アナログ表示																																																					
		8.3E-4	4	デジタル表示																																																					
弁の操作失敗	中央制御室	8.6E-4	8																																																						
	現場	5.5E-3	3																																																						
補機の操作失敗	中央制御室	8.6E-4	8																																																						

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

第37条 付録1 事故シナシグループ及び重要事故シナシ等の選定について
 別添 3. レベル1PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>(1) 事故シナシグループの選定</p> <p>運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故等の事象が発生した場合に、原子炉を安全な状態に移行させるための基本的な安全機能として「原子炉停止機能」、「原子炉冷却機能」、「原子炉格納容器閉じ込め機能」（いわゆる、「止める」「冷やす」「閉じ込める」）がある。これらのうち、レベル1PRAでは炉心損傷防止の観点から「原子炉停止機能」、「原子炉冷却機能」の安全機能に着目し、炉心損傷に至る事故シナシのグループ化を行う。</p> <p>a. 原子炉停止機能</p> <p>原子炉を臨界状態から未臨界状態にし、原子炉を安全な状態に移行する。この機能が喪失した場合、原子炉を未臨界状態にできず炉心損傷に至る可能性があることから事故シナシグループとして分類する。（原子炉停止機能喪失/TC）</p> <p>b. 炉心冷却機能</p> <p>原子炉の停止に成功した場合でも、炉心からの崩壊熱を除去しなければ炉心損傷に至る。冷却手段として、高圧注水機能（高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系等による炉心冷却）及び低圧注水機能（低圧炉心スプレイ系及び低圧炉心注入系等による炉心冷却）があり、これらの冷却機能の状況に応じて以下の事故シナシグループに分類する。</p> <p>(a) 過渡事象発生後、高圧注水機能と低圧注水機能が喪失し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シナシグループとして、高圧注水・低圧注水機能喪失に分類する。（高圧・低圧注水機能喪失/TQV）</p>	<p>(1) 事故シナシグループの選定</p> <p>運転時の異常な過渡変化、設計基準事故等の事象が発生した場合に、原子炉を安全な状態に移行させるための基本的な安全機能として「原子炉停止機能」、「原子炉冷却機能」、「原子炉格納容器閉じ込め機能」（いわゆる、「止める」「冷やす」「閉じ込める」）がある。これらのうち、レベル1PRAでは炉心損傷防止の観点から「原子炉停止機能」、「原子炉冷却機能」の安全機能に着目し、炉心損傷に至る事故シナシのグループ化を行う。</p> <p>a. 原子炉停止機能</p> <p>原子炉を臨界状態から未臨界状態にし、原子炉を安全な状態に移行する。この機能が喪失した場合、原子炉を未臨界状態にできず炉心損傷に至る可能性があることから事故シナシグループとして分類する。（原子炉停止機能喪失）</p> <p>b. 炉心冷却機能</p> <p>原子炉の停止に成功した場合でも、炉心からの崩壊熱を除去しなければ炉心損傷に至る。冷却手段として、2次冷却系、蓄圧注入系、高圧注入系、低圧注入系、原子炉格納容器スプレイ系があり、これらの冷却機能の状況に応じて以下の事故シナシグループに分類する。</p> <p>(a) 過渡事象発生後、補助給水機能が喪失する事故シナシや破断した主蒸気管の隔離に失敗する事故シナシ等、PWRプラントの特徴である蒸気発生器を使用した除熱に失敗し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シナシグループとして、2次冷却系からの除熱機能喪失に分類する。（2次冷却系からの除熱機能喪失）</p>	<p>ないが、大飯についても泊と同様)</p> <p>【大飯】</p> <p>■記載方針の相違</p> <p>・女川実績の反映（大飯に記載はないが、泊と同様の結果となっている）</p> <p>【女川】</p> <p>■記載表現の相違</p> <p>【女川】</p> <p>■記載方針の相違</p> <p>・泊は事故シナシグループについて読み替えを実施していない（大飯と同様）</p> <p>【女川】</p> <p>■設計の相違</p> <p>・系統設備の相違</p> <p>【女川】</p> <p>■設計の相違</p> <p>・系統設備の相違</p> <p>・PWR と BWR の設計の相違により、事故シナシグループが異なるため着色せず（大</p>

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

第37条 付録1 事故シナリオグループ及び重要事故シナリオ等の選定について
 別添 3. レベル1 PRA 3.1 内部事象 PRA 3.1.1 出力運転時 PRA

大飯発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>(b) 過渡事象発生後、高圧注水機能の喪失後、原子炉の減圧に失敗し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シナリオグループとして、高圧注水・減圧機能喪失に分類する。（高圧注水・減圧機能喪失/TQUX）</p> <p>(c) LOCAが発生した後、高圧注水機能と低圧注水機能が喪失し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シナリオグループとして、LOCA時注水機能喪失に分類する。（LOCA時注水機能喪失）</p> <p>なお、LOCA時注水機能喪失は起因事象に応じて、以下のとおり小分類に分けて設定する。</p> <p>1) 大破断LOCA時は事象発生により原子炉が低圧状態となるため低圧注水の際に減圧が不要である。（大破断LOCA後の炉心冷却失敗/AE）</p> <p>2) 中破断LOCA時は冷却材の流出規模が大きく原子炉隔離時冷却系による注水には期待できない。（中破断LOCA後の炉心冷却失敗/S1E）</p> <p>3) 小破断LOCA時は冷却材の流出規模が小さく原子炉隔離時冷却系による注水に期待することができる。（小破断LOCA後の炉心冷却失敗/S2E）</p>	<p>(b) LOCAが発生した後、蓄圧注水機能、低圧注水機能又は高圧注水機能が喪失し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シナリオグループとして、ECCS注水機能喪失に分類する。（ECCS注水機能喪失）</p> <p>(c) LOCAが発生した後、短期の1次冷却系保有水の回復に成功した後、低圧再循環又は高圧再循環が喪失し、炉心損傷に至る可能性があることから事故シナリオグループとして、ECCS再循環機能喪失に分類する。（ECCS再循環機能喪失）</p>	<p>飯に記載はないが、泊と同様の結果となっている</p> <p>【女川】 ■設計の相違 ・PWR と BWR の設計の相違により、事故シナリオグループが異なるため着色せず（大飯に記載はないが、泊と同様の結果となっている）</p> <p>【女川】 ■設計の相違 ・PWR と BWR の設計の相違により、事故シナリオグループが異なるため着色せず（大飯に記載はないが、泊と同様の結果となっている）</p> <p>【女川】 ■設計の相違 ・PWR と BWR の設計の相違により、事故シナリオグループが異なるため着色せず（大飯に記載はないが、泊と同様の結果となっている）</p>