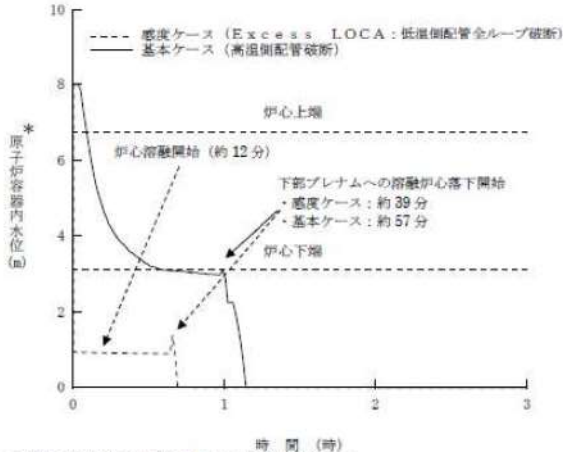
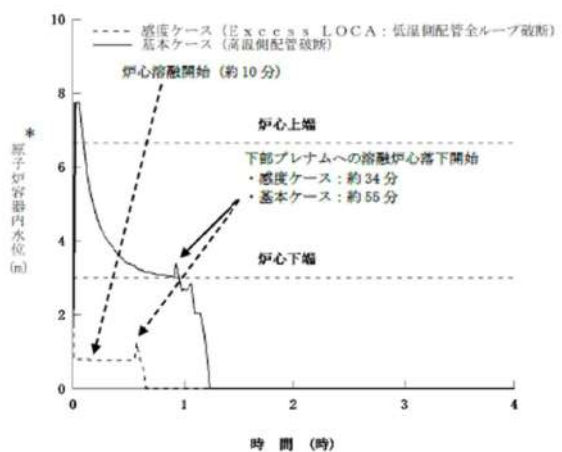


泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

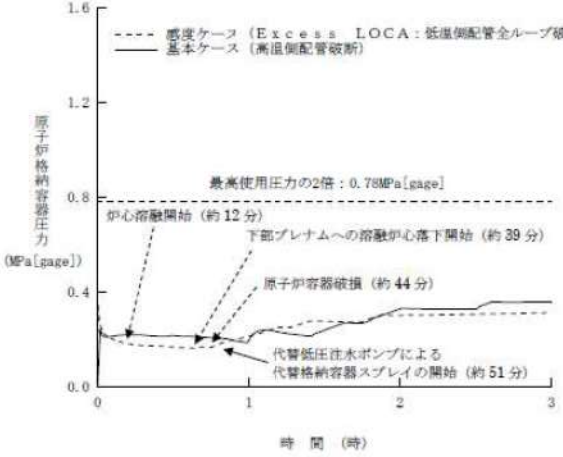
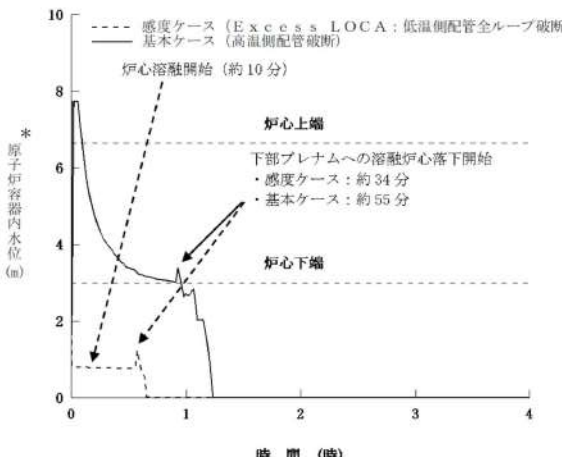
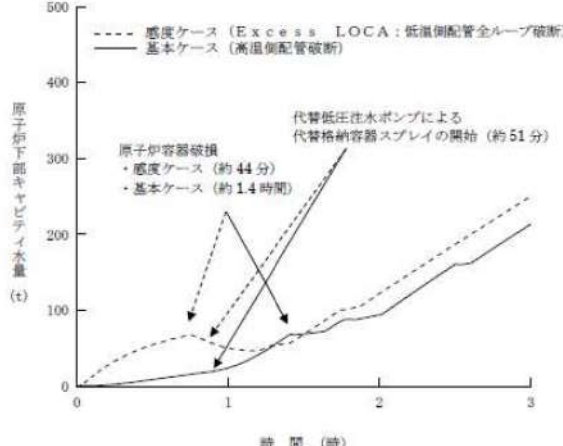
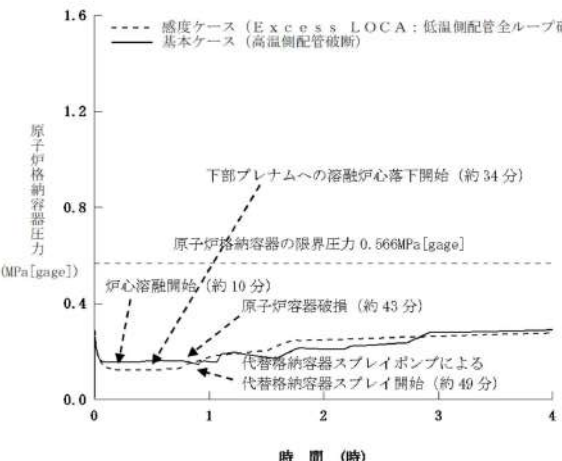
7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.19 大破断 LOCA を上回る規模の LOCA に対する格納容器破損防止対策の有効性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【RCS 低温側配管破断の場合】（第5図～第8図）</p> <p>大破断 LOCA と Excess LOCA の双方でブローダウン過程にて原子炉容器内の冷却材が短時間に流出する傾向は同じであるが、原子炉容器破損までの時間には差が生じる。</p> <p>原子炉容器破損までの時間に差が生じる理由は、大破断 LOCA においては蓄圧注入が炉心冷却に寄与するが、Excess LOCA の場合には直接原子炉格納容器内に流出して炉心冷却に寄与できないためである。このため Excess LOCA の方が炉心溶融は約 9 分、原子炉容器破損は約 40 分早まる。一方、Excess LOCA では蓄圧注入水が格納容器内に直接放出されるため、原子炉容器破損時は原子炉下部キャビティ内に十分な水量が存在する。その結果、大破断 LOCA と同様に有意なベースマツト侵食は発生していない。また、溶融炉心と冷却材の相互作用により、原子炉格納容器圧力の上昇はみられるが、大破断 LOCA の場合と同様に原子炉格納容器の健全性に影響を与えるものではない。したがって、Excess LOCA 発生時にも原子炉格納容器の健全性が確保できる。</p>  <p>第5図 原子炉容器内水位の推移 （低温側配管全ループ破断時の影響確認）</p>	<p>【RCS 低温側配管破断の場合】（図6～図10）</p> <p>大破断 LOCA と Excess LOCA の双方でブローダウン過程にて原子炉容器内の1次冷却材が短時間に流出する傾向は同じであるが、原子炉容器破損までの時間には差が生じる。</p> <p>原子炉容器破損までの時間に差が生じる理由は、大破断 LOCA においては蓄圧注入が炉心冷却に寄与するが、Excess LOCA の場合には直接原子炉格納容器内に流出して炉心冷却に寄与できないためである。このため Excess LOCA の方が炉心溶融は約 9 分、原子炉容器破損は約 50 分早まる。一方、Excess LOCA では蓄圧注入水が原子炉格納容器内に直接放出されるため、原子炉容器破損時は原子炉下部キャビティ内に十分な水量が存在する。その結果、大破断 LOCA と同様に有意なベースマツト侵食は発生していない。また、溶融炉心と冷却材の相互作用により、原子炉格納容器圧力の上昇はみられるが、大破断 LOCA の場合と同様に原子炉格納容器の健全性に影響を与えるものではない。したがって、Excess LOCA 発生時にも原子炉格納容器の健全性が確保できる。</p>  <p>図6 原子炉容器内水位の推移 （低温側配管全ループ破断時の影響確認）</p>	<p>解析結果の相違</p>

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

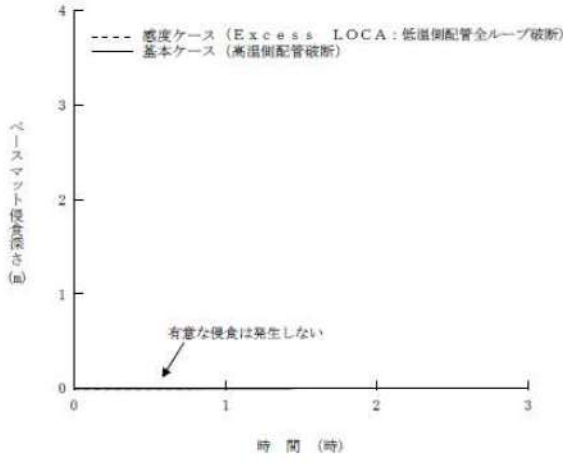
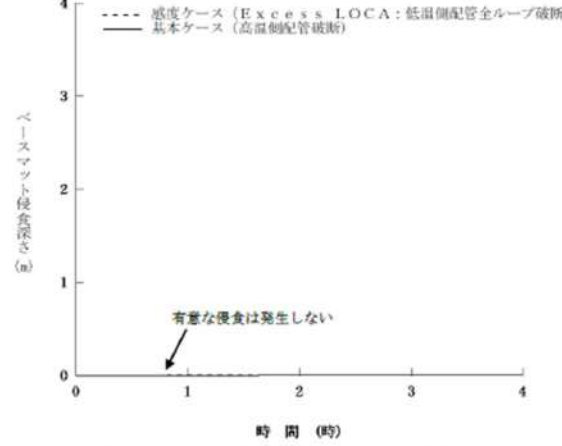
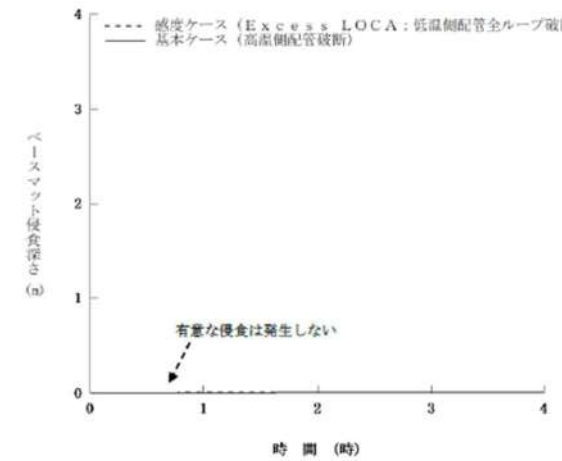
7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.19 大破断 LOCA を上回る規模の LOCA に対する格納容器破損防止対策の有効性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第6図 原子炉格納容器圧力の推移 (低温側配管全ループ破断時の影響確認)</p>	 <p>図6 原子炉容器内水位の推移 (低温側配管全ループ破断時の影響確認)</p>	
 <p>第7図 原子炉下部キャビティ水量の推移 (低温側配管全ループ破断時の影響確認)</p>	 <p>図7 原子炉格納容器圧力の推移 (低温側配管全ループ破断時の影響確認)</p>	

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

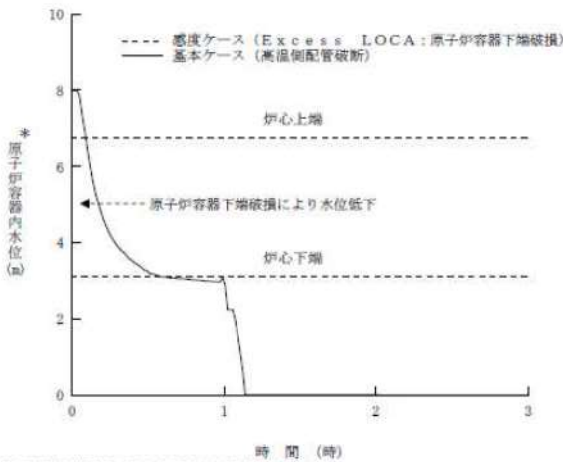
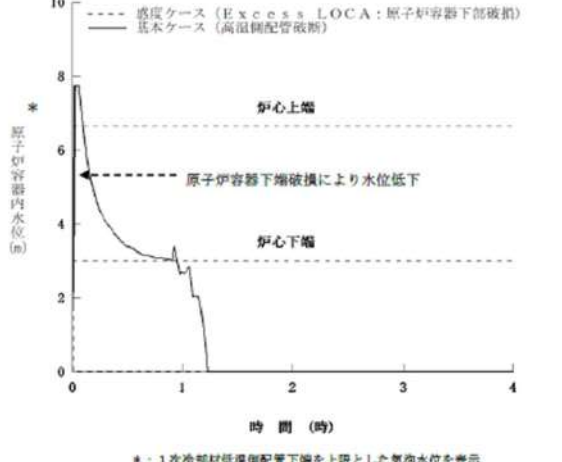
泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.19 大破断 LOCA を上回る規模の LOCA に対す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	泊発電所3号炉	相違理由
 <p data-bbox="436 683 772 730">第8図 ベースマット侵食深さの推移 （低温側配管全ループ破断時の影響確認）</p>	 <p data-bbox="1288 683 1713 730">図9 ベースマット侵食深さ（床面）の推移 （低温側配管全ループ破断時の影響確認）</p>  <p data-bbox="1310 1353 1736 1401">図10 ベースマット侵食深さ（壁面）の推移 （低温側配管全ループ破断時の影響確認）</p>	<p data-bbox="1982 853 2116 1013">記載方針の相違 ・泊は女川に倣い床面に加えて壁面の侵食深さもグラフで示している</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.19 大破断 LOCA を上回る規模の LOCA に対す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	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【原子炉容器下部破損の場合】（第9図～第12図）</p> <p>大破断 LOCA と Excess LOCA の双方でブローダウン過程にて原子炉容器内の冷却材が短時間に流出する傾向は同じであるが、熔融炉心が原子炉下部キャビティに落下する時間に差が生じる。</p> <p>その理由は、大破断 LOCA においてはブローダウン過程終了後に原子炉容器内に水が残存するが、Excess LOCA の場合には原子炉容器下部から早期に原子炉格納容器内に流出するためである。炉心熔融開始時間は約8分早まっており、また、Excess LOCA では原子炉容器下部が破損しているため、熔融炉心が原子炉下部キャビティに落下する時間が約46分早まり、事象発生から約38分となった。一方、原子炉格納容器内へ流出した水は、蓄圧注入水も含めて、原子炉下部キャビティに直接流入するため、熔融炉心が原子炉下部キャビティに落下する時点（約38分）では十分な量の水が原子炉下部キャビティに滞留している。そのため、Excess LOCA の場合であってもベースマットが侵食されることはない。また、熔融炉心と冷却材の相互作用により、原子炉格納容器圧力の上昇はみられるが、大破断 LOCA の場合と同様に原子炉格納容器の健全性に影響を与えるものではない。したがって、Excess LOCA 発生時にも原子炉格納容器の健全性が確保できる。</p>  <p>第9図 原子炉容器内水位の推移 （原子炉容器下端における破損時の影響確認）</p>	<p>【原子炉容器下部破損の場合】（図11～図15）</p> <p>大破断 LOCA と Excess LOCA の双方でブローダウン過程にて原子炉容器内の1次冷却材が短時間に流出する傾向は同じであるが、熔融炉心が原子炉下部キャビティに落下する時間に差が生じる。</p> <p>その理由は、大破断 LOCA においてはブローダウン過程終了後に原子炉容器内に水が残存するが、Excess LOCA の場合には原子炉容器下部から早期に原子炉格納容器内に流出するためである。このため、炉心熔融開始時間は低温側配管破断の Excess LOCA よりも約8分早まっている。Excess LOCA では原子炉容器下部が破損しているため、熔融炉心が原子炉下部キャビティに落下する時間が約50分早まり、事象発生から約35分となった。一方、原子炉格納容器内へ流出した水は、蓄圧注入水も含めて、原子炉下部キャビティに直接流入するため、熔融炉心が原子炉下部キャビティに落下する時点（約35分）では十分な量の水が原子炉下部キャビティに滞留している。そのため、Excess LOCA の場合であってもベースマットが侵食されることはない。また、熔融炉心と冷却材の相互作用により、原子炉格納容器圧力の上昇はみられるが、大破断 LOCA の場合と同様に原子炉格納容器の健全性に影響を与えるものではない。したがって、Excess LOCA 発生時にも原子炉格納容器の健全性が確保できる。</p>  <p>図11 原子炉容器内水位の推移 （原子炉容器下端における破損時の影響確認）</p>	<p>解析結果の相違</p>

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

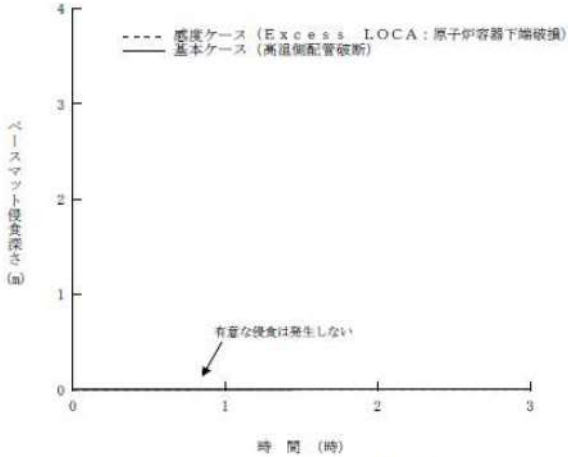
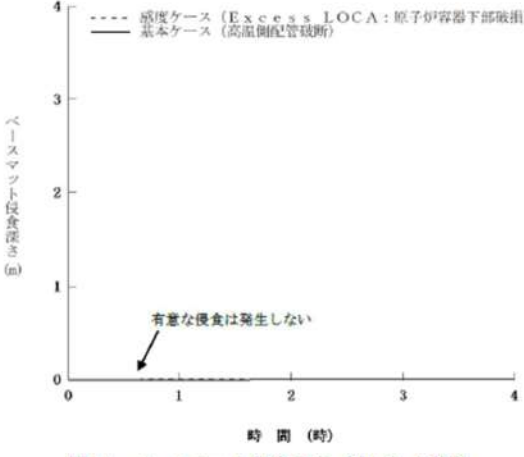
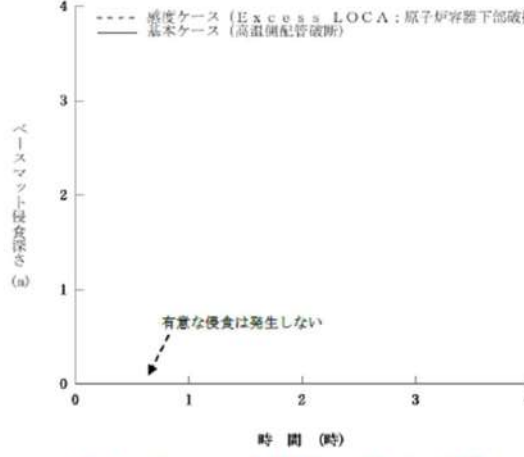
7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破壊）（添付資料 7.2.1.1.19 大破断 LOCA を上回る規模の LOCA に対する格納容器破損防止対策の有効性について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第10図 原子炉格納容器圧力の推移 (原子炉容器下端における破損時の影響確認)</p>	<p>図11 原子炉容器内水位の推移 (原子炉容器下端における破損時の影響確認)</p>	
<p>第11図 原子炉下部キャビティ水量の推移 (原子炉容器下端における破損時の影響確認)</p>	<p>図12 原子炉格納容器圧力の推移 (原子炉容器下端における破損時の影響確認)</p>	

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.19 大破断 LOCA を上回る規模の LOCA に対す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	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第12図 ベースマット侵食深さの推移 (原子炉容器下端における破損時の影響確認)</p>	 <p>図14 ベースマット侵食深さ（床面）の推移 (原子炉容器下端における破損時の影響確認)</p>  <p>図15 ベースマット侵食深さ（壁面）の推移 (原子炉容器下端における破損時の影響確認)</p>	<p>記載方針の相違 ・泊は女川に倣い床面に加えて壁面の侵食深さもグラフで示している</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.19 大破断 LOCA を上回る規模の LOCA に対す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	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2. 水素燃焼に関する考察</p> <p>大破断 LOCA と Excess LOCA の双方で、ブローダウン過程で原子炉容器内の水が短時間に流出する点で変わりなく、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ことから、炉心損傷に伴う水素生成挙動にも大きな差は生じないと考えられる。</p> <p>Excess LOCA の想定として、低温側配管や原子炉容器下部の破損を考慮すると、炉心損傷及び原子炉容器破損が早まることが考えられ、炉心損傷に伴う水素生成挙動にも影響が生じることが考えられるが、炉心露出後の過熱炉心への水蒸気供給が減少するため、原子炉容器内の水素生成量は少なくなることが考えられる。</p> <p>水素燃焼に係る有効性評価では、審査ガイドにおいて「全炉心のジルコニウム量の 75% が水と反応するものとする。」とされていることから、大破断 LOCA と Excess LOCA で水素発生量に大きな差は生じない。また、水素発生速度の影響に関しては、瞬時に全炉心内のジルコニウム量の 75% が水と反応した場合を想定した評価においても、格納容器内ドライ換算水素濃度が水素爆轟の目安となる 13vol% に到達することはないことを確認している、さらに、水の放射線分解等によって長期的に発生する水素については、静的触媒式水素再結合装置により処理できる。</p> <p>以上から、Excess LOCA の場合においても原子炉格納容器の健全性を確保できる。</p> <p>3. まとめ</p> <p>感度解析結果から、大破断 LOCA 起因の評価事故シーケンスを選定している格納容器破損モード「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熔融燃料－冷却材相互作用」及び「熔融炉心・コンクリート相互作用」において、Excess LOCA 発生時にも原子炉格納容器の健全性が確保できることを確認した。また、「水素燃焼」についても、大破断 LOCA と Excess LOCA で有意な差はないことから、原子炉格納容器の健全性が確保できる。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>2. 水素燃焼に関する考察</p> <p>大破断 LOCA と Excess LOCA の双方で、ブローダウン過程で原子炉容器内の水が短時間に流出する点で変わりなく、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ことから、炉心損傷に伴う水素生成挙動にも大きな差は生じないと考えられる。</p> <p>Excess LOCA の想定として、低温側配管や原子炉容器下部の破損を考慮すると、炉心損傷及び原子炉容器破損が早まることが考えられ、炉心損傷に伴う水素生成挙動にも影響が生じることが考えられるが、炉心露出後の過熱炉心への水蒸気供給が減少するため、原子炉容器内の水素生成量は少なくなることが考えられる。</p> <p>水素燃焼に係る有効性評価では、審査ガイドにおいて「全炉心のジルコニウム量の 75% が水と反応するものとする。」とされていることから、大破断 LOCA と Excess LOCA で水素発生量に大きな差は生じない。また、水素発生速度の影響に関しては、瞬時に全炉心内のジルコニウム量の 75% が水と反応した場合を想定した評価においても、原子炉格納容器内ドライ換算水素濃度が水素爆轟の目安となる 13vol% に到達することはないことを確認している、さらに、水の放射線分解等によって長期的に発生する水素については、原子炉格納容器内水素処理装置により処理できる。</p> <p>以上から、Excess LOCA の場合においても原子炉格納容器の健全性を確保できる。</p> <p>3. まとめ</p> <p>感度解析結果から、大破断 LOCA 起因の評価事故シーケンスを選定している格納容器破損モード「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熔融燃料－冷却材相互作用」及び「熔融炉心・コンクリート相互作用」において、Excess LOCA 発生時にも原子炉格納容器の健全性が確保できることを確認した。また、「水素燃焼」についても、大破断 LOCA と Excess LOCA で有意な差はないことから、原子炉格納容器の健全性が確保できる。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.20 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の水素濃度に対する影響について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.1.20</p> <p>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の水素濃度に対する影響について</p> <p>1. はじめに</p> <p>原子炉格納容器内に水素が存在する場合に、格納容器再循環ユニットの除熱性能は水素濃度に応じて変化するため、不確かさが存在する。このため、格納容器破損防止の観点で、ドライ換算で13vol%の水素が原子炉格納容器内に存在する場合の感度解析を実施し、原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を確認した。</p> <p>2. 影響評価</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の評価事故シーケンス「大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ機能が喪失する事故」における原子炉格納容器圧力及び温度の推移をそれぞれ図1及び図2に示す。</p> <p>ドライ換算で13vol%の水素が原子炉格納容器内に存在する場合、原子炉格納容器圧力は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開始前に最高値に到達するため、最高値に関して格納容器内自然対流冷却の水素濃度の影響はない。その後の格納容器内自然対流冷却開始後においては、水素濃度の影響を考慮しても、格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器圧力は低下傾向となっており、原子炉格納容器最高使用圧力の2倍(0.78MPa[gage])に対して十分余裕がある。また、原子炉格納容器雰囲気温度への影響は小さく、原子炉格納容器雰囲気温度200℃に対して十分余裕があるため、水素濃度による不確かさを考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.2.1.1.20</p> <p>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の水素濃度に対する影響について</p> <p>1. はじめに</p> <p>原子炉格納容器内に水素が存在する場合に、格納容器再循環ユニットの除熱性能は水素濃度に応じて変化するため、不確かさが存在する。このため、格納容器破損防止の観点で、ドライ換算で13vol%の水素が原子炉格納容器内に存在する場合の感度解析を実施し、原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を確認した。</p> <p>2. 影響評価</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の評価事故シーケンス「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」における原子炉格納容器圧力及び温度の推移をそれぞれ図1及び図2に示す。</p> <p>ドライ換算で、13vol%の水素が原子炉格納容器内に存在する場合、原子炉格納容器圧力を約0.011MPaの範囲で高めに評価し、原子炉格納容器雰囲気温度は1℃未満の上昇幅である。従って、原子炉格納容器圧力及び温度は、それぞれ原子炉格納容器の限界圧力0.56MPa[gage]及び限界温度200℃に対して十分余裕があるため、水素濃度による不確かさを考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。</p>	<p>解析結果の相違・再循環ユニットの除熱特性やCV自由体積等の相違により、CV圧力の最高値に到達するタイミングが異なる</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.20 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の水素濃度に対する影響について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図1 原子炉格納容器圧力の推移 (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の水素影響確認)</p>	<p>図1 原子炉格納容器圧力の推移 (格納容器内自然対流冷却に対する水素濃度の影響確認)</p>	
<p>図2 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (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の水素影響確認)</p>	<p>図2 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (格納容器内自然対流冷却に対する水素濃度の影響確認)</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.21 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時間の感度解析について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.1.21</p> <p style="text-align: center;">代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイ時間の感度解析について</p> <p>1. はじめに 格納容器破損モード「格納容器過圧破損」における評価事故シーケンス「大破断LOCA時に高圧注水機能、低圧注水機能及び格納容器スプレイ機能が喪失する事故」では、早期に代替低圧注水ポンプにより代替格納容器スプレイを実施することとしていることから、同シーケンスの代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ開始時間が遅れた場合の影響を確認するため、感度解析を実施した。 感度解析：代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ開始時間 【事象発生+51分（炉心損傷21分+30分）】⇒【事象発生+60分】</p> <p>2. 影響確認 主要な解析条件及び事象進展の比較表を表1に示す。また、主要なパラメータの解析結果を第1図～第5図から、以下のことを確認した。 ・第1図及び第2図の結果から、代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ開始時間を遅らせることによる、原子炉格納容器圧力及び温度挙動への影響は軽微である。 ・第3図～第5図の結果から、代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ開始時間を遅らせることにより、原子炉下部キャビティの水量は低く推移するが、原子炉容器破損時点までに十分な水量が確保されることから、熔融炉心とコンクリートの反応は抑制され、ベースマットは侵食されない。</p> <p>3. 結論 2.を踏まえた解析、手順への影響確認結果を第6図に示すが、代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイ操作時間に余裕のあることが確認できた。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.2.1.1.21</p> <p style="text-align: center;">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時間の感度解析について</p> <p>1. はじめに 格納容器破損モード「格納容器過圧破損」における評価事故シーケンス「大破断LOCA時に低圧注水機能、高圧注水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」では、早期に代替格納容器スプレイポンプにより代替格納容器スプレイを実施することとしていることから、同シーケンスの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開始時間が遅れた場合の影響を確認するため、感度解析を実施した。 感度解析：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開始時間 【事象発生+49分（炉心熔融開始19分+30分）】⇒【事象発生+60分】</p> <p>2. 影響確認 主要な解析条件及び事象進展の比較表を表1に示す。また、主要なパラメータの解析結果である図1～図6から、以下のことを確認した。 ・図1及び図2の結果から、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開始時間を遅らせることによる、原子炉格納容器圧力及び温度挙動への影響は軽微である。 ・図3～図6の結果から、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開始時間を遅らせることにより、原子炉下部キャビティの水量は低く推移するが、原子炉容器破損時点までに十分な水量が確保されることから、熔融炉心とコンクリートの反応は抑制され、ベースマットは侵食されない。</p> <p>3. 結論 2.を踏まえた解析、手順への影響確認結果を図7に示すが、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操作時間に余裕のあることが確認できた。</p>	<p>設備名称の相違</p> <p>記載表現の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.21 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時間の感度解析について）

大阪発電所3 / 4号炉			泊発電所3号炉			相違理由
表1 基本ケースと感度ケースの主要解析条件・結果の相違			表1 基本ケースと感度ケースの主要解析条件・結果の相違			
項目	基本ケース	感度ケース	項目	基本ケース	感度ケース	
解析コード	MAAP	←	解析コード	MAAP	←	
炉心熱出力（初期）	100%(3,411MWt)×1.02	←	炉心熱出力（初期）	100% (2,652MWt) ×1.02	←	
1次冷却材圧力（初期）	15.41+0.21MPa[gage]	←	1次冷却材圧力（初期）	15.41+0.21MPa [gage]	←	
1次冷却材平均温度（初期）	307.1+2.2℃	←	1次冷却材平均温度（初期）	306.6+2.2℃	←	
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	←	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	←	
蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage] (最低保持圧力)	←	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa [gage] (最低保持圧力)	←	
蓄圧タンク保有水量	26.9m ³ /基 (最低保有水量)	←	蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ /基 (最低保有水量)	←	
代替低圧注水ポンプによるスプレイ流量	130m ³ /h	←	代替格納容器スプレイポンプによるスプレイ流量	140m ³ /h	←	
代替低圧注水ポンプ作動	炉心溶融開始の30分後 (事象発生の約51分後)	事象発生の60分後	代替格納容器スプレイポンプ作動	炉心溶融開始の30分 (事象発生の約49分後)	事象発生の60分後	
代替低圧注水ポンプ停止	事象発生の24時間後	←	代替格納容器スプレイポンプ停止	事象発生から24時間後	←	
自然対流冷却開始	事象発生の24時間後	←	格納容器内自然対流冷却開始	事象発生から24時間後	←	
格納容器再循環ユニット	2基 1基当たりの除熱特性： 100℃～約168℃、約4.1MW～約11.2MW	←	格納容器再循環ユニット	2基 1基当たりの除熱特性 (100℃～約155℃、約3.6MW～約6.5MW)	←	
破断位置、口径	高温側配管の完全両端破断	←	破断位置、口径	高温側配管の完全両端破断	←	
水素の発生	ジルコニウム-水反応 水の放射線分解等	←	水素の発生	ジルコニウム-水反応	←	
原子炉格納容器自由体積	72,900m ³	←	原子炉格納容器自由体積	65,500m ³	←	
原子炉容器破損	事象発生から約1.4時間後	←	原子炉容器破損	事象発生から約1.6時間後	←	
原子炉格納容器最高圧力	約0.43MPa[gage]	約0.44MPa[gage]	原子炉格納容器最高圧力	約0.360MPa [gage]	約0.361MPa [gage]	
原子炉容器破損時 原子炉下部キャビティ水位	約1.1m	約0.9m	原子炉容器破損時 原子炉下部キャビティ水位	約1.5m	約1.4m	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損) (添付資料 7.2.1.1.21 代替格納容器スプレィポンプによる代替格納容器スプレィ時間の感度解析について)

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

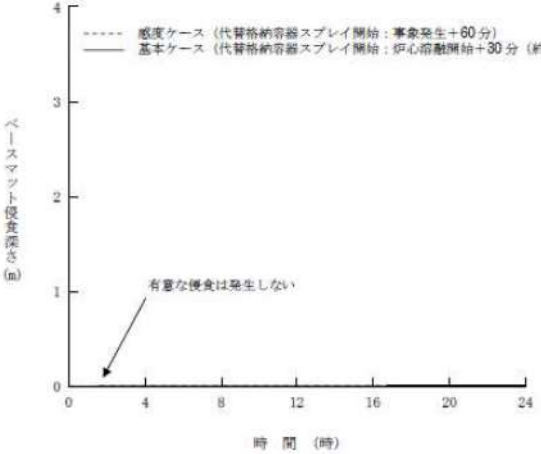
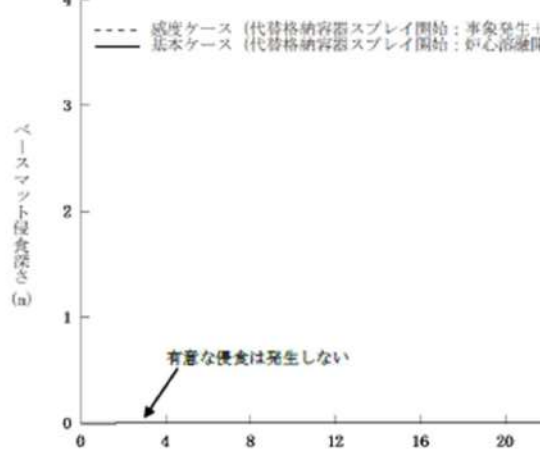
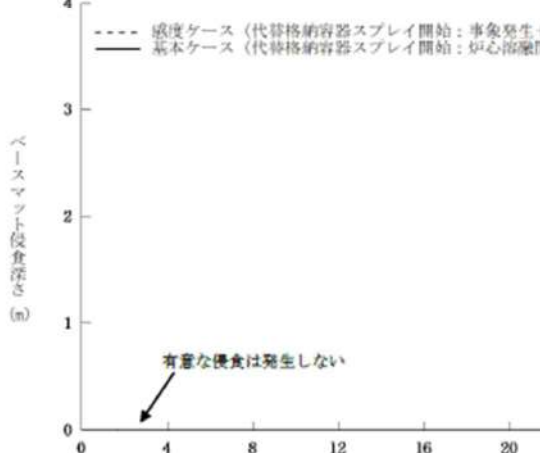
大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第1図 原子炉格納容器圧力の推移 (代替格納容器スプレィ操作時間余裕確認)</p>	<p>図1 原子炉格納容器圧力の推移 (代替格納容器スプレィ操作時間余裕確認)</p>	
<p>第2図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (代替格納容器スプレィ操作時間余裕確認)</p>	<p>図2 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (代替格納容器スプレィ操作時間余裕確認)</p>	

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	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第3図 原子炉下部キャビティ水量の推移 (代替格納容器スプレィ操作時間余裕確認)</p>	<p>図3 原子炉下部キャビティ水量の推移 (代替格納容器スプレィ操作時間余裕確認)</p>	
<p>第4図 原子炉下部キャビティ床面からの水位の推移 (代替格納容器スプレィ操作時間余裕確認)</p>	<p>図4 原子炉下部キャビティ床面からの水位の推移 (代替格納容器スプレィ操作時間余裕確認)</p>	

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

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.21 代替格納容器スプレイドンプによる代替格納容器スプレイト時間の感度解析について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第5図 ベースマット侵食深さの推移 (代替格納容器スプレイト操作時間余裕確認)</p>	 <p>図5 ベースマット侵食深さ（床面）の推移 (代替格納容器スプレイト操作時間余裕確認)</p>	
	 <p>図6 ベースマット侵食深さ（壁面）の推移 (代替格納容器スプレイト操作時間余裕確認)</p>	<p>記載方針の相違 ・泊は女川に倣い 床面に加えて壁面の侵食深さもグラフで示している</p>

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

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.21 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時間の感度解析について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<div data-bbox="241 245 949 296" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> 代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ開始時間 【事象発生+約51分（炉心溶融開始約21分+30分）】⇒【事象発生+60分】 </div> <div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 10px;"> <div data-bbox="199 352 564 528" style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;"> <p style="text-align: center;">解析への影響</p> <p>代替格納容器スプレイ開始時刻に関する主な感度は、原子炉格納容器圧力及び原子炉容器破損時のキャビティ水量であるが、<u>原子炉格納容器圧力の挙動に大きな差異はなく、また有意なベースマツト侵食は発生しない。</u></p> </div> <div data-bbox="633 352 987 485" style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;"> <p style="text-align: center;">手順への影響</p> <p>代替低圧注水ポンプによる格納容器スプレイ時間の変更に伴い、<u>その他操作の順番や操作開始条件等が変更になることはなく、手順への影響はない。</u></p> </div> </div> <div data-bbox="199 552 987 632" style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p style="text-align: center;">結論</p> <p>代替格納容器スプレイ開始が【事象発生+60分】でも、格納容器過圧破損及びコンクリート侵食を防止でき、<u>代替低圧注水ポンプ注入操作時間に余裕があることが確認できた。</u></p> </div> <p style="text-align: center; margin-top: 20px;">第6図 感度解析ケースの解析、手順への影響確認結果</p>	<div data-bbox="1211 236 1827 287" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> 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開始時間 【事象発生+約49分（炉心溶融開始約19分+30分）】⇒【事象発生+60分】 </div> <div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 10px;"> <div data-bbox="1184 347 1496 544" style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;"> <p style="text-align: center;">解析への影響</p> <p>代替格納容器スプレイ開始時刻に関する主な感度は、原子炉格納容器圧力及び原子炉容器破損時のキャビティ水量であるが、<u>原子炉格納容器圧力の挙動に大きな差異はなく、また有意なベースマツト侵食は発生しない。</u></p> </div> <div data-bbox="1541 347 1845 485" style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 45%;"> <p style="text-align: center;">手順への影響</p> <p>代替格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ時間の変更に伴い、<u>その他操作の順番や操作開始条件等が変更になることはなく、手順への影響はない。</u></p> </div> </div> <div data-bbox="1184 568 1845 683" style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p style="text-align: center;">結論</p> <p>代替格納容器スプレイ開始が【事象発生+60分】でも、格納容器過圧破損及びコンクリート侵食を防止でき、<u>代替格納容器スプレイポンプ注入操作時間に余裕があることが確認できた。</u></p> </div> <p style="text-align: center; margin-top: 20px;">図7 感度ケースの解析、手順への影響確認結果</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.22 格納容器過圧破損における格納容器内自然対流冷却操作の時間余裕について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 3. 1. 1. 22</p> <p style="text-align: center;">格納容器過圧破損における格納容器内自然対流冷却操作の時間余裕について</p> <p>1. はじめに 格納容器破損モード「格納容器過圧破損」における評価事故シーケンス「大破断LOCA時に高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ機能が喪失する事故」において、事象発生後の24時間後に大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を実施することとしているが、その操作時間余裕について確認した。</p> <p>2. 影響確認 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の解析上の開始時間は、事象発生後の24時間後であり、格納容器内自然対流冷却の開始とともに代替格納容器スプレイを停止することとしている。大容量ポンプの準備が遅れた場合は、代替格納容器スプレイを継続する必要があるが、格納容器再循環ユニットが水没する水位に到達するまでに停止する必要がある。原子炉格納容器の注水量が4,000m³以下であれば、格納容器再循環ユニットの水没を防止できることを確認していることから、注水量が4,000m³に到達するまでの時間を評価した。代替格納容器スプレイ開始から連続してスプレイするものとして評価したところ、3時間以上の操作時間余裕があることを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉格納容器注水量：4,000 [m³] ・1次冷却系体積：470[m³] <p>蒸気発生器施栓率0%の体積351m³に蓄圧タンク保有水量4基分約110m³を加え、10m³単位で切上げた体積</p> <ul style="list-style-type: none"> ・代替格納容器スプレイ容量：130[m³/h] ・恒設代替低圧注水ポンプ起動：0.8[時間] (=約51分) ・24時間経過時点での恒設代替低圧注水ポンプの注入量 (24[時間] - 0.8[時間]) × 130[m³/h] = 3,016[m³] <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器内自然対流冷却操作の時間余裕 (4,000 [m³] - 470[m³] - 3,016[m³]) / 130[m³/h] = 約3.9時間 <p style="text-align: right;">以上</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7. 2. 1. 1. 22</p> <p style="text-align: center;">格納容器過圧破損における格納容器内自然対流冷却操作の時間余裕について</p> <p>1. はじめに 格納容器破損モード「格納容器過圧破損」における評価事故シーケンス「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」において、事象発生後の24時間後に可搬型大型送水ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を実施することとしているが、その操作時間余裕について確認した。</p> <p>2. 影響確認 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の解析上の開始時間は、事象発生後の24時間後であり、格納容器内自然対流冷却の開始とともに代替格納容器スプレイを停止することとしている。可搬型大型送水ポンプ車の準備が遅れた場合は、代替格納容器スプレイを継続する必要があるが、格納容器再循環ユニットが水没する水位に到達するまでに停止する必要がある。原子炉格納容器の注水量が6,100m³以下であれば、格納容器再循環ユニットの水没を防止できることを確認していることから、注水量が6,100m³に到達するまでの時間を評価した。代替格納容器スプレイ開始から連続してスプレイするものとして評価したところ、17時間以上の操作時間余裕があることを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉格納容器注水量：6,100[m³] ・1次冷却系体積：380[m³] <p>蒸気発生器施栓率0%の体積280m³に蓄圧タンク保有水量3基分約93m³を加え、10m³単位で切上げた体積</p> <ul style="list-style-type: none"> ・代替格納容器スプレイ容量：140[m³/h] ・代替格納容器スプレイポンプ起動：0.8[時間] (=約49分) ・24時間経過時点での代替格納容器スプレイポンプの注入量 (24[時間] - 0.8[時間]) × 140[m³/h] = 3,248[m³] <ul style="list-style-type: none"> ・格納容器内自然対流冷却操作の時間余裕 (6,100[m³] - 380[m³] - 3,248[m³]) / 140[m³/h] = 約17.6[時間] <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>記載表現の相違</p> <p>設備名称の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>評価時間の相違</p> <p>設計の相違</p>

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.23 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）））

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.1.23</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について （雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））</p> <p>「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」における 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価を表1から表3に示 す。</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.2.9</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について （雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損） （代替循環冷却系を使用する場合））</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.1.23</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について （雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））</p> <p>評価事故シーケンス「大破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能 及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」における解析コー ド及び解析条件の不確かさの影響評価を表1から表3に示す。</p>	<p>記載表現の相違 ・泊は炉心損傷防止 等と合わせて評価事 故シーケンスを記載</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）

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.23 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））

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
分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転等詳細項目による影響	評価項目となるパラメータによる影響	運転等詳細項目による影響	評価項目となるパラメータによる影響	運転等詳細項目による影響	評価項目となるパラメータによる影響	運転等詳細項目による影響	評価項目となるパラメータによる影響	相違理由
原子炉停炉後（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	
	炉心循環後の炉心圧力	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	
	炉心循環後の炉心圧力	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	
	炉心循環後の炉心圧力	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	
	炉心循環後の炉心圧力	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響（2/3）

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転等詳細項目による影響	評価項目となるパラメータによる影響
原子炉停炉後（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）
	炉心循環後の炉心圧力	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）
	炉心循環後の炉心圧力	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）
	炉心循環後の炉心圧力	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）
	炉心循環後の炉心圧力	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）	炉心循環後の炉心圧力（炉心循環後）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.23 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））

大飯発電所3/4号炉		女川原子力発電所2号炉		泊発電所3号炉		相違理由
表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/3)						
項目	解析条件 (事故条件) の不確かさ		条件設定の考え方		運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最悪条件	解析条件	最悪条件		
起因事象	大飯炉10KA 高圧炉管割断 元弁閉鎖故障	—	—	—	—	—
	起因事象	大飯炉10KA 高圧炉管割断 元弁閉鎖故障	—	—	—	—
安全機能の喪失に対する仮定	外部電源喪失時に非常用 ・炉子炉管割断が本機燃費 失	—	—	—	—	—
	外部電源	外部電源喪失し	—	—	—	—
水素の発生	炉管割断	炉管割断がし	—	—	—	—
	水素の発生	炉管割断がし	—	—	—	—

表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/3)						
項目	解析条件 (事故条件) の不確かさ		条件設定の考え方		運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最悪条件	解析条件	最悪条件		
起因事象	大飯炉10KA 高圧炉管割断 元弁閉鎖故障	—	—	—	—	—
	起因事象	大飯炉10KA 高圧炉管割断 元弁閉鎖故障	—	—	—	—
安全機能の喪失に対する仮定	外部電源喪失時に非常用 ・炉子炉管割断が本機燃費 失	—	—	—	—	—
	外部電源	外部電源喪失し	—	—	—	—
水素の発生	炉管割断	炉管割断がし	—	—	—	—
	水素の発生	炉管割断がし	—	—	—	—

表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (2/3)						
項目	解析条件 (事故条件) の不確かさ		条件設定の考え方		運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響
	解析条件	最悪条件	解析条件	最悪条件		
起因事象	大飯炉10KA 高圧炉管割断 元弁閉鎖故障	—	—	—	—	—
	起因事象	大飯炉10KA 高圧炉管割断 元弁閉鎖故障	—	—	—	—
安全機能の喪失に対する仮定	外部電源喪失時に非常用 ・炉子炉管割断が本機燃費 失	—	—	—	—	—
	外部電源	外部電源喪失し	—	—	—	—
水素の発生	炉管割断	炉管割断がし	—	—	—	—
	水素の発生	炉管割断がし	—	—	—	—

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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.23 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））

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

表3 運転条件が要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータと与える影響及び操作時間余裕（1/2）

項目	解析上の操作時間と余裕に 込められる操作時間余裕の定常等 操作時間余裕	解析コードの不確かさ による影響	要員の配置による 他の操作に与える影響	操作設定の考え方	要員の配置による 他の操作に与える影響	評価項目となる パラメータと与える影響	操作時間余裕
運転条件 運転条件 運転条件	運転条件 運転条件 運転条件	運転条件 運転条件 運転条件	運転条件 運転条件 運転条件	運転条件 運転条件 運転条件	運転条件 運転条件 運転条件	運転条件 運転条件 運転条件	運転条件 運転条件 運転条件

表3 運転員等操作時間と与える影響、評価項目となるパラメータと与える影響及び操作時間余裕（格納容器過圧・過電流破損）（添付資料 7.2.1.1.23 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））（1/4）

項目	運転員等操作時間と与える影響 運転員等操作時間	運転員等操作時間と与える影響 運転員等操作時間	運転員等操作時間と与える影響 運転員等操作時間	運転員等操作時間と与える影響 運転員等操作時間	運転員等操作時間と与える影響 運転員等操作時間	運転員等操作時間と与える影響 運転員等操作時間	運転員等操作時間と与える影響 運転員等操作時間
運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等

表3 運転員等操作時間と与える影響、評価項目となるパラメータと与える影響及び操作時間余裕（1/3）

項目	運転員等操作時間と与える影響 運転員等操作時間	運転員等操作時間と与える影響 運転員等操作時間	運転員等操作時間と与える影響 運転員等操作時間	運転員等操作時間と与える影響 運転員等操作時間	運転員等操作時間と与える影響 運転員等操作時間	運転員等操作時間と与える影響 運転員等操作時間	運転員等操作時間と与える影響 運転員等操作時間
運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等	運転員等 運転員等 運転員等

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.23 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））

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	
項目	解析条件（操作条件）の不確かさ	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	相違理由
	解析条件（操作条件）の不確かさ	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	
項目	解析条件（操作条件）の不確かさ	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	相違理由
項目	解析条件（操作条件）の不確かさ	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	解析条件（操作条件）の不確かさによる影響	相違理由

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

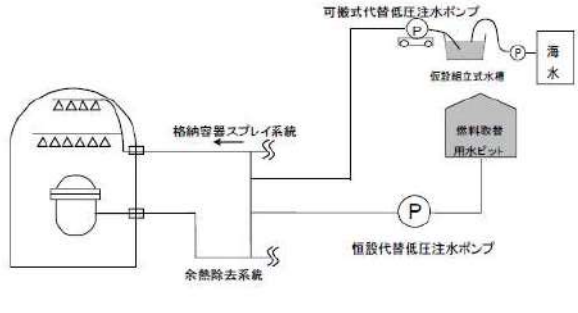
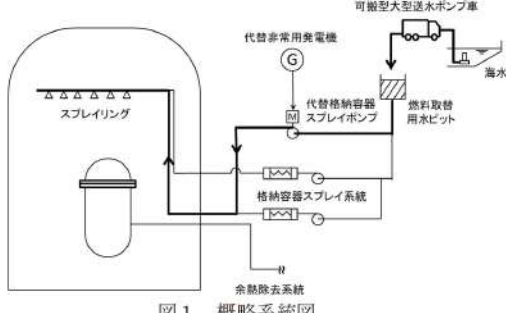
7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.23 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））

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>表3 運転員等操作時間となる影響、評価項目となるベータアラームに与える影響及び操作時間多量（格納容器過圧・過温状態）（代替措置の体系を使用する場合）（4/4）</p> <table border="1"> <tr> <td data-bbox="831 220 887 288">項目</td> <td data-bbox="831 288 887 373">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="831 373 887 458">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="831 458 887 542">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="831 542 887 627">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="831 627 887 711">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="831 711 887 796">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="831 796 887 880">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="831 880 887 965">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="831 965 887 1050">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="831 1050 887 1134">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="831 1134 887 1219">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="831 1219 887 1303">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="831 1303 887 1388">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="831 1388 887 1473">格納容器過圧・過温状態</td> </tr> <tr> <td data-bbox="887 220 943 288">項目</td> <td data-bbox="887 288 943 373">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="887 373 943 458">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="887 458 943 542">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="887 542 943 627">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="887 627 943 711">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="887 711 943 796">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="887 796 943 880">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="887 880 943 965">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="887 965 943 1050">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="887 1050 943 1134">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="887 1134 943 1219">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="887 1219 943 1303">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="887 1303 943 1388">格納容器過圧・過温状態</td> <td data-bbox="887 1388 943 1473">格納容器過圧・過温状態</td> </tr> </table>	項目	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	項目	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態		
項目	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態																			
項目	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態	格納容器過圧・過温状態																			

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（添付資料 7.2.1.1.24 水源、燃料、電源負荷評価結果について（格納容器過圧破損））

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.1.24</p> <p style="text-align: center;">燃料、水源、電源負荷評価結果について（格納容器過圧破損）</p> <p>1. 水源に関する評価（原子炉格納容器注水）</p> <p>評価事故シーケンス【大破断 LOCA+ECCS 注入失敗+格納容器スプレイ失敗】</p> <p>○水源 燃料取替用水ピット：1,860 m³（有効水量）</p> <p>○水使用パターン 恒設代替低圧注水ポンプ：130m³/h 事象発生後約 51 分（0.8 時間）以降運転</p> <p>○時間評価（燃料取替用水ピット水が枯渇するまでの時間評価） 1,860 m³÷130m³/h=約 14.3 時間（事故後約 15.1 時間）</p> <p>（なお、原子炉格納容器への注水総量は約 15.1 時間までに可搬式代替低圧注水ポンプによる注入を開始し、約 24 時間まで注入継続する。130m³/h×23.2h=約 3,000m³）</p> <p>○水源評価結果 事象発生後約 15.1 時間までに可搬式代替低圧注水ポンプによる海水注水及び 24 時間までに大容量ポンプ、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移行することにより対応可能。</p>  <p style="text-align: center;">系統概略図</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.1.24</p> <p style="text-align: center;">水源、燃料、電源負荷評価結果について（格納容器過圧破損）</p> <p>1. 水源に関する評価（原子炉格納容器注水）</p> <p>評価事故シーケンス【大破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】</p> <p>○水源 燃料取替用水ピット：1,700m³（有効水量）</p> <p>○水使用パターン 代替格納容器スプレイポンプ：140m³/h 事象発生後約 49 分（0.81 時間）以降運転</p> <p>○時間評価（燃料取替用水ピット水が枯渇するまでの時間評価） 燃料取替用水ピット水量 1,700m³÷代替格納容器スプレイ流量 140m³/h + 0.81 時間=事象発生後約 12.9 時間</p> <p>< 補給可能時間 > 可搬型大型送水ポンプ車による補給開始可能時間：事象発生後の 10.9 時間後</p> <p>○水源評価結果 燃料取替用水ピットが枯渇する前までに可搬型大型送水ポンプ車による海水補給が可能のため、格納容器内自然対流冷却移行までの間の注水継続が可能である。</p>  <p style="text-align: center;">図 1 概略系統図</p>	<p>記載順の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>解析条件の相違</p> <p>記載内容の相違 ・大飯は2台のポンプを使用して 24 時間の注水を継続するのに対して、泊は水源が枯渇する前までに海水を補給する ・24 時間の注水継続が可能なのは同様</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損) (添付資料 7.2.1.1.24 水源、燃料、電源負荷評価結果について (格納容器過圧破損))

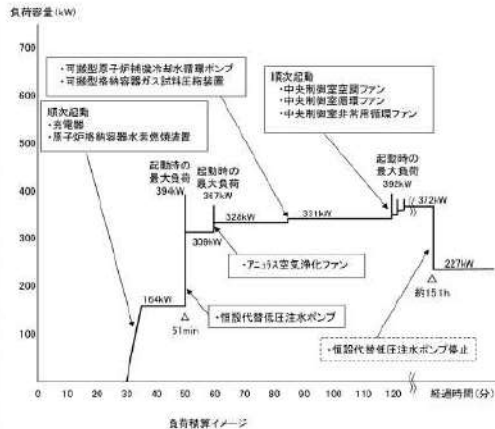
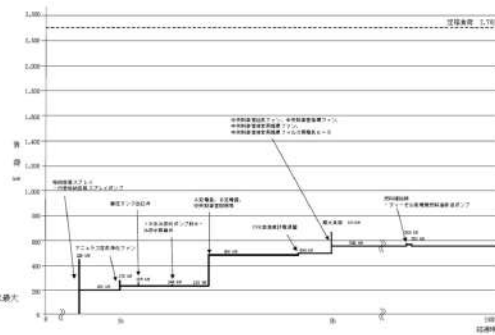
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 緑字：記載表現、設備名称の相違 (実質的な相違なし)

大飯発電所3 / 4号炉		泊発電所3号炉		相違理由																																						
2. 燃料消費に関する評価 評価事故シーケンス【大破断LOCA+ECCS 注入失敗+格納容器スプレイ失敗】 プラント状況：3、4号炉運転中。 事象：大破断LOCAは全ユニット発災を想定する。		2. 燃料消費に関する評価 評価事故シーケンス【大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】		設計の相違																																						
<table border="1"> <thead> <tr> <th>燃料種別</th> <th colspan="2">重油</th> </tr> <tr> <th>号炉</th> <th>3号炉</th> <th>4号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">時系列</td> <td>事象発生直後～7日間 (=168h)</td> <td>空冷D/G (3号炉用2台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約397t/h (定格負荷) ×2台×24h×7日間=約133,392t</td> <td>空冷D/G (4号炉用2台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約397t/h (定格負荷) ×2台×24h×7日間=約133,392t</td> </tr> <tr> <td>事象発生直後～7日間 (=168h)</td> <td>緊急時対策用発電機 (3,4号炉用1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約18.1t/h×1台×24h×7日間=約3,041t</td> <td>緊急時対策用発電機 (3,4号炉用予備1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約18.1t/h×1台×24h×7日間=約3,041t</td> </tr> <tr> <td>事象発生後6.5h後～事象発生後24h後 (=17.5h)</td> <td>可搬式代替低圧注水ポンプ用エンジン式発電機 (3号炉用1台) 起動 燃費約126t/h (定格負荷) ×1台×17.5h=約2,205t</td> <td>可搬式代替低圧注水ポンプ用エンジン式発電機 (4号炉用1台) 起動 燃費約126t/h (定格負荷) ×1台×17.5h=約2,265t</td> </tr> <tr> <td>事象発生後14h後～事象発生後7日間 (=154h)</td> <td>大容量ポンプ (3,4号炉用1台) 起動 燃費約310t/h (定格負荷) ×154h=約47,740t</td> <td>大容量ポンプ (3,4号炉用予備1台) 起動 燃費約310t/h (定格負荷) ×154h=約47,740t</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>7日間 3号炉で消費する重油量 約186,378t</td> <td>7日間 4号炉で消費する重油量 約186,378t</td> <td></td> </tr> <tr> <td>結果</td> <td>3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548t (重油タンク (160t)、2基)、燃料油貯蔵タンク (114t)、2基) の合計) であることから、7日間は十分に対応可能</td> <td>4号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548t (重油タンク (160t)、2基)、燃料油貯蔵タンク (114t)、2基) の合計) であることから、7日間は十分に対応可能</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		燃料種別	重油		号炉	3号炉	4号炉	時系列	事象発生直後～7日間 (=168h)	空冷D/G (3号炉用2台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約397t/h (定格負荷) ×2台×24h×7日間=約133,392t	空冷D/G (4号炉用2台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約397t/h (定格負荷) ×2台×24h×7日間=約133,392t	事象発生直後～7日間 (=168h)	緊急時対策用発電機 (3,4号炉用1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約18.1t/h×1台×24h×7日間=約3,041t	緊急時対策用発電機 (3,4号炉用予備1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約18.1t/h×1台×24h×7日間=約3,041t	事象発生後6.5h後～事象発生後24h後 (=17.5h)	可搬式代替低圧注水ポンプ用エンジン式発電機 (3号炉用1台) 起動 燃費約126t/h (定格負荷) ×1台×17.5h=約2,205t	可搬式代替低圧注水ポンプ用エンジン式発電機 (4号炉用1台) 起動 燃費約126t/h (定格負荷) ×1台×17.5h=約2,265t	事象発生後14h後～事象発生後7日間 (=154h)	大容量ポンプ (3,4号炉用1台) 起動 燃費約310t/h (定格負荷) ×154h=約47,740t	大容量ポンプ (3,4号炉用予備1台) 起動 燃費約310t/h (定格負荷) ×154h=約47,740t	合計	7日間 3号炉で消費する重油量 約186,378t	7日間 4号炉で消費する重油量 約186,378t		結果	3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548t (重油タンク (160t)、2基)、燃料油貯蔵タンク (114t)、2基) の合計) であることから、7日間は十分に対応可能	4号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548t (重油タンク (160t)、2基)、燃料油貯蔵タンク (114t)、2基) の合計) であることから、7日間は十分に対応可能		<table border="1"> <thead> <tr> <th>燃料種別</th> <th>軽油</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">時系列</td> <td>代替非常用発電機起動 2台起動 (代替非常用発電機100%出力時の燃料消費量) 燃費約411L/h×2台×24h×7日間=約138,096L=約138.1kL</td> </tr> <tr> <td>緊急時対策用発電機 (指揮所用及び待機所用各1台の計2台) 起動 (緊急時対策用発電機100%出力時の燃料消費量) 燃費約(57.1L/h×1台+57.1L/h×1台)×24h×7日間=約19,185.6L=約19.2kL</td> </tr> <tr> <td><格納容器内自然対流冷却> 可搬式大型送水ポンプ車 1台起動 (可搬式大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量) 燃費約74L/h×1台×24h×7日間=約12,432L=約12.5kL</td> </tr> <tr> <td><使用済燃料ピット及び燃料取替用水ピットへの海水注水> 可搬式大型送水ポンプ車 1台起動 (可搬式大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量) 燃費約74L/h×1台×24h×7日間=約12,432L=約12.5kL</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>7日間で消費する軽油量の合計 約182.3kL</td> </tr> <tr> <td>結果</td> <td>ディーゼル発電機燃料油貯油槽 (約540kL) 及び燃料タンク (SA) (約50kL) の合計約590kLにて、7日間は十分に対応可能</td> </tr> </tbody> </table>		燃料種別	軽油	時系列	代替非常用発電機起動 2台起動 (代替非常用発電機100%出力時の燃料消費量) 燃費約411L/h×2台×24h×7日間=約138,096L=約138.1kL	緊急時対策用発電機 (指揮所用及び待機所用各1台の計2台) 起動 (緊急時対策用発電機100%出力時の燃料消費量) 燃費約(57.1L/h×1台+57.1L/h×1台)×24h×7日間=約19,185.6L=約19.2kL	<格納容器内自然対流冷却> 可搬式大型送水ポンプ車 1台起動 (可搬式大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量) 燃費約74L/h×1台×24h×7日間=約12,432L=約12.5kL	<使用済燃料ピット及び燃料取替用水ピットへの海水注水> 可搬式大型送水ポンプ車 1台起動 (可搬式大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量) 燃費約74L/h×1台×24h×7日間=約12,432L=約12.5kL	合計	7日間で消費する軽油量の合計 約182.3kL	結果	ディーゼル発電機燃料油貯油槽 (約540kL) 及び燃料タンク (SA) (約50kL) の合計約590kLにて、7日間は十分に対応可能	
燃料種別	重油																																									
号炉	3号炉	4号炉																																								
時系列	事象発生直後～7日間 (=168h)	空冷D/G (3号炉用2台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約397t/h (定格負荷) ×2台×24h×7日間=約133,392t	空冷D/G (4号炉用2台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約397t/h (定格負荷) ×2台×24h×7日間=約133,392t																																							
	事象発生直後～7日間 (=168h)	緊急時対策用発電機 (3,4号炉用1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約18.1t/h×1台×24h×7日間=約3,041t	緊急時対策用発電機 (3,4号炉用予備1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約18.1t/h×1台×24h×7日間=約3,041t																																							
	事象発生後6.5h後～事象発生後24h後 (=17.5h)	可搬式代替低圧注水ポンプ用エンジン式発電機 (3号炉用1台) 起動 燃費約126t/h (定格負荷) ×1台×17.5h=約2,205t	可搬式代替低圧注水ポンプ用エンジン式発電機 (4号炉用1台) 起動 燃費約126t/h (定格負荷) ×1台×17.5h=約2,265t																																							
	事象発生後14h後～事象発生後7日間 (=154h)	大容量ポンプ (3,4号炉用1台) 起動 燃費約310t/h (定格負荷) ×154h=約47,740t	大容量ポンプ (3,4号炉用予備1台) 起動 燃費約310t/h (定格負荷) ×154h=約47,740t																																							
合計	7日間 3号炉で消費する重油量 約186,378t	7日間 4号炉で消費する重油量 約186,378t																																								
結果	3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548t (重油タンク (160t)、2基)、燃料油貯蔵タンク (114t)、2基) の合計) であることから、7日間は十分に対応可能	4号炉に備蓄している重油量の使用可能量は548t (重油タンク (160t)、2基)、燃料油貯蔵タンク (114t)、2基) の合計) であることから、7日間は十分に対応可能																																								
燃料種別	軽油																																									
時系列	代替非常用発電機起動 2台起動 (代替非常用発電機100%出力時の燃料消費量) 燃費約411L/h×2台×24h×7日間=約138,096L=約138.1kL																																									
	緊急時対策用発電機 (指揮所用及び待機所用各1台の計2台) 起動 (緊急時対策用発電機100%出力時の燃料消費量) 燃費約(57.1L/h×1台+57.1L/h×1台)×24h×7日間=約19,185.6L=約19.2kL																																									
	<格納容器内自然対流冷却> 可搬式大型送水ポンプ車 1台起動 (可搬式大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量) 燃費約74L/h×1台×24h×7日間=約12,432L=約12.5kL																																									
	<使用済燃料ピット及び燃料取替用水ピットへの海水注水> 可搬式大型送水ポンプ車 1台起動 (可搬式大型送水ポンプ車100%負荷時の燃料消費量) 燃費約74L/h×1台×24h×7日間=約12,432L=約12.5kL																																									
合計	7日間で消費する軽油量の合計 約182.3kL																																									
結果	ディーゼル発電機燃料油貯油槽 (約540kL) 及び燃料タンク (SA) (約50kL) の合計約590kLにて、7日間は十分に対応可能																																									
<table border="1"> <thead> <tr> <th>燃料種別</th> <th colspan="2">軽油</th> </tr> <tr> <th>号炉</th> <th>3号炉</th> <th>4号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">時系列</td> <td>事象発生後6.5h後～事象発生後24h (=17.7h)</td> <td>3号送水車起動 燃費約74t/h×17.7h=約1,310t</td> <td>4号送水車起動 燃費約74t/h×17.7h=約1,310t</td> </tr> <tr> <td>事象発生後6.5h後～事象発生後7日間 (=161.7h)</td> <td>3号水中ポンプ起動 燃費約費約8.5t/h×161.7h=約1,375t</td> <td>4号水中ポンプ起動 燃費約費約8.5t/h×161.7h=約1,375t</td> </tr> <tr> <td>事象発生後24h後～事象発生後7日間 (=144h)</td> <td>3号送水車起動 燃費約21t/h×144h=約3,024t</td> <td>4号送水車起動 燃費約21t/h×144h=約3,024t</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td colspan="2">7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約11,418t</td> </tr> <tr> <td>結果</td> <td colspan="2">発電所に備蓄している軽油量の合計は21,000tであることから、7日間は十分に対応可能</td> </tr> </tbody> </table>		燃料種別	軽油		号炉	3号炉	4号炉	時系列	事象発生後6.5h後～事象発生後24h (=17.7h)	3号送水車起動 燃費約74t/h×17.7h=約1,310t	4号送水車起動 燃費約74t/h×17.7h=約1,310t	事象発生後6.5h後～事象発生後7日間 (=161.7h)	3号水中ポンプ起動 燃費約費約8.5t/h×161.7h=約1,375t	4号水中ポンプ起動 燃費約費約8.5t/h×161.7h=約1,375t	事象発生後24h後～事象発生後7日間 (=144h)	3号送水車起動 燃費約21t/h×144h=約3,024t	4号送水車起動 燃費約21t/h×144h=約3,024t	合計	7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約11,418t		結果	発電所に備蓄している軽油量の合計は21,000tであることから、7日間は十分に対応可能																				
燃料種別	軽油																																									
号炉	3号炉	4号炉																																								
時系列	事象発生後6.5h後～事象発生後24h (=17.7h)	3号送水車起動 燃費約74t/h×17.7h=約1,310t	4号送水車起動 燃費約74t/h×17.7h=約1,310t																																							
	事象発生後6.5h後～事象発生後7日間 (=161.7h)	3号水中ポンプ起動 燃費約費約8.5t/h×161.7h=約1,375t	4号水中ポンプ起動 燃費約費約8.5t/h×161.7h=約1,375t																																							
	事象発生後24h後～事象発生後7日間 (=144h)	3号送水車起動 燃費約21t/h×144h=約3,024t	4号送水車起動 燃費約21t/h×144h=約3,024t																																							
	合計	7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約11,418t																																								
結果	発電所に備蓄している軽油量の合計は21,000tであることから、7日間は十分に対応可能																																									

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧破損) (添付資料 7.2.1.1.24 水源、燃料、電源負荷評価結果について (格納容器過圧破損))

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 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	泊発電所3号炉	相違理由																																																																						
<p>3. 電源に関する評価</p> <p>負荷リスト 大飯3 (4)号機空冷式非常用発電装置(1,825kVA×2台(給電容量:2,920kW))</p> <p>＜大破断 LOCA+ECCS 注入失敗+格納容器スプレイ失敗＞</p> <p>主要負荷リスト</p> <table border="1" data-bbox="179 383 515 790"> <thead> <tr> <th>主要機器名</th> <th>容量(kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>充電池(A, B)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器向気乾燥装置</td> <td rowspan="5">77</td> </tr> <tr> <td>静的熱伝導式蒸気結合装置 温度監視装置</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器水素発生装置 温度監視装置</td> </tr> <tr> <td>可搬型格納容器水素ガス濃度計</td> </tr> <tr> <td>アニュラス蒸気浄化ファン</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器水位</td> <td rowspan="3">77</td> </tr> <tr> <td>A, B, C, D 計装用電源</td> </tr> <tr> <td>可搬型照明 (S A)</td> </tr> <tr> <td>衛星電話 (固定)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>恒設代替圧注水ポンプ</td> <td>145</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器水素燃焼装置</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>可搬型格納容器ガス試料圧縮装置</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>アニュラス蒸気浄化ファン</td> <td>16</td> </tr> <tr> <td>中央制御室空調ファン</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>中央制御室循環ファン</td> <td>11</td> </tr> <tr> <td>中央制御室非常用循環ファン</td> <td>11</td> </tr> <tr> <td>合計(kW)</td> <td>372</td> </tr> </tbody> </table> 	主要機器名	容量(kW)	充電池(A, B)		原子炉格納容器向気乾燥装置	77	静的熱伝導式蒸気結合装置 温度監視装置	原子炉格納容器水素発生装置 温度監視装置	可搬型格納容器水素ガス濃度計	アニュラス蒸気浄化ファン	原子炉格納容器水位	77	A, B, C, D 計装用電源	可搬型照明 (S A)	衛星電話 (固定)		恒設代替圧注水ポンプ	145	原子炉格納容器水素燃焼装置	10	可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ	1	可搬型格納容器ガス試料圧縮装置	2	アニュラス蒸気浄化ファン	16	中央制御室空調ファン	10	中央制御室循環ファン	11	中央制御室非常用循環ファン	11	合計(kW)	372	<p>3. 電源に関する評価</p> <p>代替非常用発電機の負荷</p> <p>評価事故シーケンス【大破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故】</p> <p>表 主要負荷リスト</p> <table border="1" data-bbox="1097 391 1422 678"> <thead> <tr> <th>機器名称</th> <th>有効容量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>充電池 (A, B)</td> <td>1150W</td> </tr> <tr> <td>充電池 (A, B, C, D)</td> <td>1150W</td> </tr> <tr> <td>可搬型電源 (アニュラス)</td> <td>110W (A 充電池に接続)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>110W (B 充電池に接続)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>110W (C 充電池に接続)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>110W (D 充電池に接続)</td> </tr> <tr> <td>代替格納容器スプレイポンプ</td> <td>100W</td> </tr> <tr> <td>アニュラス蒸気浄化ファン</td> <td>16W</td> </tr> <tr> <td>中央制御室空調ファン</td> <td>10W</td> </tr> <tr> <td>中央制御室循環ファン</td> <td>11W</td> </tr> <tr> <td>中央制御室非常用循環ファン</td> <td>11W</td> </tr> <tr> <td>中央制御室照明等</td> <td>5W</td> </tr> <tr> <td>中央制御室非常用電源フェイルド検出ヒータ</td> <td>10W</td> </tr> <tr> <td>可搬型電源計電流計</td> <td>6W</td> </tr> <tr> <td>アニュラス蒸気浄化ファン</td> <td>7W</td> </tr> <tr> <td>合計 (連続負荷)</td> <td>1810W</td> </tr> <tr> <td>(最大負荷)</td> <td>2970W</td> </tr> </tbody> </table>  <p>※：事故シーケンス上の最大負荷としては考慮していないが、代替非常用発電機の出力決定に際しては最大負荷に留意する。</p>	機器名称	有効容量	充電池 (A, B)	1150W	充電池 (A, B, C, D)	1150W	可搬型電源 (アニュラス)	110W (A 充電池に接続)		110W (B 充電池に接続)		110W (C 充電池に接続)		110W (D 充電池に接続)	代替格納容器スプレイポンプ	100W	アニュラス蒸気浄化ファン	16W	中央制御室空調ファン	10W	中央制御室循環ファン	11W	中央制御室非常用循環ファン	11W	中央制御室照明等	5W	中央制御室非常用電源フェイルド検出ヒータ	10W	可搬型電源計電流計	6W	アニュラス蒸気浄化ファン	7W	合計 (連続負荷)	1810W	(最大負荷)	2970W	<p>記載表現の相違</p>
主要機器名	容量(kW)																																																																							
充電池(A, B)																																																																								
原子炉格納容器向気乾燥装置	77																																																																							
静的熱伝導式蒸気結合装置 温度監視装置																																																																								
原子炉格納容器水素発生装置 温度監視装置																																																																								
可搬型格納容器水素ガス濃度計																																																																								
アニュラス蒸気浄化ファン																																																																								
原子炉格納容器水位	77																																																																							
A, B, C, D 計装用電源																																																																								
可搬型照明 (S A)																																																																								
衛星電話 (固定)																																																																								
恒設代替圧注水ポンプ	145																																																																							
原子炉格納容器水素燃焼装置	10																																																																							
可搬型原子炉補機冷却水循環ポンプ	1																																																																							
可搬型格納容器ガス試料圧縮装置	2																																																																							
アニュラス蒸気浄化ファン	16																																																																							
中央制御室空調ファン	10																																																																							
中央制御室循環ファン	11																																																																							
中央制御室非常用循環ファン	11																																																																							
合計(kW)	372																																																																							
機器名称	有効容量																																																																							
充電池 (A, B)	1150W																																																																							
充電池 (A, B, C, D)	1150W																																																																							
可搬型電源 (アニュラス)	110W (A 充電池に接続)																																																																							
	110W (B 充電池に接続)																																																																							
	110W (C 充電池に接続)																																																																							
	110W (D 充電池に接続)																																																																							
代替格納容器スプレイポンプ	100W																																																																							
アニュラス蒸気浄化ファン	16W																																																																							
中央制御室空調ファン	10W																																																																							
中央制御室循環ファン	11W																																																																							
中央制御室非常用循環ファン	11W																																																																							
中央制御室照明等	5W																																																																							
中央制御室非常用電源フェイルド検出ヒータ	10W																																																																							
可搬型電源計電流計	6W																																																																							
アニュラス蒸気浄化ファン	7W																																																																							
合計 (連続負荷)	1810W																																																																							
(最大負荷)	2970W																																																																							

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE721T-9 r.11.0
提出年月日	令和5年12月22日

泊発電所3号炉
重大事故等対策の有効性評価
比較表

7.2.1.2 格納容器過温破損

令和5年12月
北海道電力株式会社

灰色：女川2号炉の記載のうち、BWR固有の設備や対応手段であり、泊3号炉と比較対象とならない記載内容
 赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
比較結果等をとまとめた資料				
1. 先行審査実績等を踏まえた泊3号炉まとめ資料の変更状況(2017年3月以降)				
1-1) 設計方針・運用・体制などを変更し、まとめ資料を修正した事項				
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. 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				
c. 当社が自主的に変更したもの：下記1件				
・SFP注水操作開始がSFPの沸騰開始前に可能になるようにタイムチャートを修正（第7.2.1.2.3図）【比較表P70】				
1-2) 設計方針・運用・体制を変更するものではないが、まとめ資料の記載の充実を行った事項				
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. 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				
c. 当社が自主的に変更したもの：なし				
1-3) バックフィット関連事項				
なし				
2. 大飯3/4号炉・高浜3/4号炉まとめ資料との比較結果の概要				
2-1) 比較表の構成について				
・泊と大飯、高浜で記載が異なる箇所は右凡例に従い色付けをし、「相違理由」欄に相違理由を記載しているプラントを【大飯】【高浜】と記載している				
2-2) 泊3号炉の特徴について				
・泊3号は他のPWR3ループプラントに比べて以下の特徴がある（添付資料6.5.8）				
●補助給水流量が小さい：「全交流動力電源喪失」では、蒸気発生器保有水量の回復が遅くなる傾向がある				
●余熱除去ポンプの注入特性（高圧時の注入流量が若干多い）：「ECCS注水機能喪失（2インチ破断）」では、燃料が露出せず終始冠水状態となる				
●CV関連パラメータ（CV自由体積が若干小さく、格納容器再循環ユニットの除熱特性も若干低い）：原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度が高めに推移する傾向がある				
2-3) 有効性評価の主な項目（1/2）				
項目	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
格納容器破損モードの特徴	LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ注入機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガスの蓄積により、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器雰囲気温度が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過温破損に至る。	LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガスの蓄積により、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器雰囲気温度が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過温破損に至る。	発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故(LOCA)又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、ECCS等の安全機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等の蓄積によって、原子炉格納容器内の雰囲気温度が徐々に上昇し、原子炉格納容器の過温により原子炉格納容器の破損に至る。	相違なし （記載表現は異なるが格納容器破損モードの特徴としては同等）

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2-3) 有効性評価の主な項目 (2/2)				
項目	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
格納容器破損防止対策	原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、 原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプ による代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。	原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、 原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプ による代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。	原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、 初期の対策として加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧及び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を整備する。また、 安定状態に向けた対策としてC、D-格納容器再循環ユニット による格納容器内自然対流冷却を整備する。	設計の相違 ・代替格納容器スプレイに関しては、大飯、高浜は燃料取替用水タンク（ピット）と海水を水源とする2種類のポンプを使用するが、泊は燃料取替用水ピットを水源とする代替格納容器スプレイポンプを使用し、燃料取替用水ピットが枯渇する前までに海水を補給することでスプレイを継続する（1台のポンプでスプレイを継続する点では伊方と同様）
評価事故シーケンス	「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」			相違なし
有効性評価の結果（評価項目等）	原子炉格納容器雰囲気温度：代替格納容器スプレイにより事象発生約18時間後に最高値約144℃となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は200℃を下回る。	原子炉格納容器雰囲気温度：格納容器内自然対流冷却により事象発生約41時間後に最高値約138℃となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は200℃を下回る。	原子炉格納容器雰囲気温度：格納容器内自然対流冷却により事象発生約45時間後に最高値約141℃となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最高値は限界温度200℃を超えない。	解析結果の相違 （再循環ユニットの除熱特性の違いなどにより泊、高浜は最高値が自然対流冷却開始後に現れるが、大飯は自然対流冷却開始前に現れる）
2-4) 主な相違				
項目	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
イグナイタの起動タイミング	非常用炉心冷却設備作動信号が発信すれば、 原子炉格納容器水素燃焼装置の自動起動を確認する。	大飯と同じ	炉心出口温度指示が350℃到達又は安全注入動作を伴う1次冷却材喪失時にすべての高圧注入系が機能喪失すれば、 格納容器水素イグナイタを起動する。	設計の相違 ・イグナイタの起動は、大飯、高浜は非常用炉心冷却設備作動信号により自動起動するが、泊は手動起動
RCP シール部からの漏えい率	WCAP-15603のうちシールが健全な場合の漏えい率の値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約4.8m ³ /h（21gpm相当）とし、その漏えい率相当となる口径約0.3cm（約0.13インチ）を設定	WCAP-15603のうちシールが健全な場合の漏えい率である約4.8m ³ /h（21gpm相当）よりさらに少ない値として、1台当たり約1.5m ³ /hを事象初期の漏えい率とし、その漏えい率相当となる口径約0.2cmを設定	全交流動力電源喪失時の1次冷却材温度及び圧力を考慮し、封水戻りライン等からの漏えい率を評価した結果と同程度の値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約1.5m ³ /hとし、その漏えい率相当となる口径約0.2cm（約0.07インチ）を設定	設計の相違 ・大飯、高浜はW社製RCP、泊はMHI製RCPを用いている。高浜はWCAP-15603に基づく値を評価に用い、泊は国内実記評価に基づく値を使用している

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2-5) 相違理由の省略				
相違理由	大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違が生じている理由
設備名称の相違	静的触媒式水素再結合装置	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	—
	原子炉格納容器水素燃焼装置	原子炉格納容器水素燃焼装置	格納容器水素イグナイタ	—
	恒設代替低圧注水ポンプ	恒設代替低圧注水ポンプ	代替格納容器スプレイポンプ	—
	空冷式非常用発電装置	空冷式非常用発電装置	代替非常用発電機	—
	B充てんポンプ（自己冷却）	B充てん/高圧注入ポンプ（自己冷却）	B-充てんポンプ（自己冷却）	—
	可搬型格納容器水素ガス濃度計	可搬型格納容器内水素濃度計測装置	可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット	—
	燃料取替用水ビット	燃料取替用水タンク	燃料取替用水ビット	—
	A、D格納容器再循環ユニット	A、B格納容器再循環ユニット	C、D-格納容器再循環ユニット	—
	大容量ポンプ	大容量ポンプ	可搬型大型送水ポンプ車	—
	原子炉容器ふたフランジ	原子炉容器ふたフランジ	原子炉容器蓋フランジ	—
記載表現の相違	原子炉下部キャビティ	原子炉格納容器床	原子炉下部キャビティ	（大飯と同様）
	開処置/開操作	開放	開処置/開操作	（大飯と同様）
	1次冷却系	1次系	1次冷却系	（大飯と同様）
	低下	低下	減少	1次冷却系の保有"水量"に対して低下ではなく減少がより適正と判断
	動作	作動	動作	（大飯と同様）

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3.1.2 格納容器過温破損</p> <p>3.1.2.1 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策</p> <p>(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、SED、TED、TEW、AEW、SLW、SEW及びAEDがある。</p> <p>(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ注入機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガスの蓄積により、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器雰囲気温度が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過温破損に至る。</p> <p>したがって、本格格納容器破損モードでは、原子炉格納容器雰囲気を冷却及び除熱し、原子炉格納容器雰囲気温度の上昇を抑制することにより、原子炉</p>	<p>3.1.2 格納容器過温破損</p> <p>3.1.2.1 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策</p> <p>(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、SED, TED, TEW, AEW, SLW, SEW及びAEDがある。</p> <p>(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガスの蓄積により、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器雰囲気温度が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過温破損に至る。</p> <p>したがって、本格格納容器破損モードでは、原子炉格納容器雰囲気を冷却及び除熱し、原子炉格納容器雰囲気温度の上昇を抑制することにより、原子炉</p>	<p>3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)</p> <p>3.1.1 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策</p> <p>(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、TQUV, TQUX, 長期 TB, TBD, TBU, TBP, AE, S1E及びS2Eがある。</p> <p>(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」では、発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故(LOCA)又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、ECCS等の安全機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等の蓄積によって、格納容器内の雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し、格納容器の過圧・過温により格納容器の破損に至る。</p> <p>したがって、本格格納容器破損モードでは、損傷炉心の冷却のための低圧代替注水系(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</p>	<p>7.2.1.2 格納容器過温破損</p> <p>7.2.1.2.1 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策</p> <p>(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、SED, TED, SLW, AEW, TEW, AED及びSEWがある。</p> <p>(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」では、発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故(LOCA)又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、ECCS等の安全機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等の蓄積によって、原子炉格納容器内の雰囲気温度が徐々に上昇し、原子炉格納容器の過温により原子炉格納容器の破損に至る。</p> <p>したがって、本格格納容器破損モードでは、代替格納容器スプレイポンプによる原子炉格納容器冷却、また、C、D-格納容器再循環ユニットによる原</p>	<p>【大飯、高浜】 記載順の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違(女川機種の相違)</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川機種の相違)</p>

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>格納容器の破損を防止する。また、1次冷却材圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、熔融炉心、水蒸気及び水素が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気加熱されることによる急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制するため、原子炉容器破損前までに1次冷却系の減圧を行うことにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、熔融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制するため、原子炉下部キャビティへ注水し原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心を冷却することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。さらに、継続的に発生する水素を処理する。</p> <p>(3) 格納容器破損防止対策 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、</p>	<p>格納容器の破損を防止する。また、1次系圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、熔融炉心、水蒸気及び水素が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気が加熱されることによる急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制するため、原子炉容器破損前までに1次系の減圧を行うことにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、熔融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制するため、原子炉格納容器床へ注水し原子炉格納容器床に落下した熔融炉心を冷却することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。さらに、継続的に発生する水素を処理する。</p> <p>(3) 格納容器破損防止対策 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、</p>	<p>ブレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却、また、代替循環冷却系又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によって格納容器の破損及び放射性物質の異常な水準での敷地外への放出を防止する。</p> <p>本格納容器破損モードは、原子炉格納容器パウンドリに対する過圧・過温の観点で厳しい事象であり、代替循環冷却系の使用可否により、格納容器圧力・温度等の挙動が異なることが想定されるため、代替循環冷却系を使用する場合と使用できない場合の両者について、格納容器破損防止対策の有効性評価を行う。代替循環冷却系が使用できる場合には、原子炉格納容器フィルタベント系よりも優先して使用する。なお、本格納容器破損モードの評価では重大事故等対処設備による原子炉注水機能に期待しており、原子炉圧力容器破損に至ることはないが、重大事故等対処設備による原子炉注水機能に期待せず原子炉圧力容器破損に至る場合については、「3.2 高圧熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」、「3.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用」及び「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」にて確認する。</p> <p>3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合 3.1.2.1 格納容器破損防止対策 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」で想定される事故シーケンスに対して、格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、</p>	<p>子炉格納容器除熱によって原子炉格納容器の破損を防止する。また、1次冷却材圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、熔融炉心、水蒸気及び水素が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気が加熱されることによる急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制するため、原子炉容器破損前までに加圧器逃がし弁の開操作によって1次冷却系の減圧を行うことにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、熔融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制するため、代替格納容器スプレイポンプによって原子炉下部キャビティへ注水し原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心を冷却することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。さらに、原子炉格納容器内水素処理装置によって継続的に発生する水素を処理、低減させるとともに最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより原子炉格納容器雰囲気の除熱を行う。</p> <p>(3) 格納容器破損防止対策 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、</p>	<p>・女川に合わせて具体的な備及手段を記載</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違</p> <p>・他事象に合わせてCV除熱に関して記載を追加（伊方と同動）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレィ、並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。</p> <p>また、1次冷却材圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、熔融炉心、水蒸気及び水素が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気加熱されることによる急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、原子炉格納容器破損前までに加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧を行う対策を整備する。</p> <p>また、熔融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、代替格納容器スプレィにより原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。</p>	<p>原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレィ、並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。</p> <p>また、1次系圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、熔融炉心、水蒸気及び水素が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気加熱されることによる急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、原子炉格納容器破損前までに加圧器逃がし弁による1次系強制減圧を行う対策を整備する。</p> <p>また、熔融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、代替格納容器スプレィによって原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。</p>	<p>初期の対策として低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水手段を整備する。また、安定状態に向けた対策として代替循環冷却系による格納容器除熱手段を整備する。</p>	<p>初期の対策として加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧及び代替格納容器スプレィポンプによる代替格納容器スプレィを整備する。また、安定状態に向けた対策としてC、D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。</p> <p>また、1次冷却材圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、熔融炉心、水蒸気及び水素が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気加熱されることによる急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、原子炉容器破損前までに加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧を行う対策を整備する。</p> <p>また、熔融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、代替格納容器スプレィにより原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違 実質的な相違</p> <p>【大飯、高浜】 記号の相違</p> <p>・代替格納容器スプレィに関しては、大飯、高浜は燃料取扱替用水(ク(ビ))と海水を水源とする2種類のポンプを使用するが、泊は燃料取扱替用水を水源とする代替格納容器スプレィを使用し、燃料取扱替用水(ク(ビ))が汚染する前までに海水を補給することでスプレィを継続する(1台のポンプでスプレィを継続する点で高浜と同様)</p> <p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違</p>

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>さらに、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備として原子炉格納容器水素燃焼装置を設置する。</p> <p>本格納容器破損モードに係る重大事故等対策の概略系統図を第3.1.2.1図に、対応手順の概要を第3.1.2.2図に示すとともに、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第3.1.2.1表に示す。</p> <p>本格納容器破損モードのうち、「3.1.2.2(1) 有効性評価の方法」に示す評価事故シナリオにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計48名である。その内訳は以下のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員14名（1号炉及び2号炉中央制御室要員4名を含む。）である。発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員が26名、関係各所に通報連絡等を行う緊急時対策本部要員が6名である。この必要な要員と作業項目について第3.1.2.3図に示す。</p> <p>なお、評価事故シナリオ以外の事故シナリオについては、作業項目及び運転操作項目を評価事故シナリオ</p>	<p>さらに、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備として原子炉格納容器水素燃焼装置を設置する。</p> <p>本格納容器破損モードに係る重大事故等対策の概略系統図を第3.1.2.1図に、対応手順の概要を第3.1.2.2図に示すとともに、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第3.1.2.1表に示す。</p> <p>本格納容器破損モードのうち、「3.1.2.2(1) 有効性評価の方法」に示す評価事故シナリオにおける3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急安全対策要員、本部要員及び召集要員で構成され、合計84名である。その内訳は以下のとおりである。召集要員に期待しない事象発生の6時間後までは、中央制御室の運転員が、中央監視・指示を行う当直課長及び当直主任の2名、運転操作対応を行う運転員16名（内1号炉及び2号炉中央制御室要員6名）、発電所構内に常駐している要員のうち緊急安全対策要員が22名、関係各所に通報連絡等を行う本部要員が6名である。召集要員に期待する事象発生の6時間後以降に必要な召集要員は38名である。この必要な要員と作業項目について第3.1.2.1.3図に示す。</p> <p>なお、評価事故シナリオ以外の事故シナリオについては、作業項目を評価事故シナリオと比較し、必要な</p>	<p>本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図を第3.1.2.1図及び第3.1.2.2図に、対応手順の概要を第3.1.2.3図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第3.1.2.1表に示す。</p> <p>(添付資料 3.1.2.1)</p> <p>本格納容器破損モードにおける評価事故シナリオにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員で構成され、合計30名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、発電課長1名、発電副長1名及び運転操作対応を行う運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は6名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は17名である。必要な要員と作業項目について第3.1.2.4図に示す。</p> <p>なお、評価事故シナリオ以外の事故シナリオについては、作業項目を評価事故シナリオと比較し、必要な</p>	<p>さらに、継続的に発生する水素を処理するため、原子炉格納容器内水素処理装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備として格納容器水素イグナイタを設置する。</p> <p>本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図を第7.2.1.2.1図に、対応手順の概要を第7.2.1.2.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第7.2.1.2.1表に示す。</p> <p>本格納容器破損モードにおける評価事故シナリオにおいて、重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、災害対策要員、災害対策要員（支援）及び災害対策本部要員で構成され、合計21名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、中央監視及び指示を行う発電課長（当直）及び副長の2名、運転操作対応を行う運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、災害対策要員が9名、災害対策要員（支援）が2名、関係各所に通報連絡等を行う災害対策本部要員が4名である。必要な要員と作業項目について第7.2.1.2.3図に示す。</p> <p>なお、評価事故シナリオ以外の事故シナリオについては、作業項目を評価事故シナリオと比較し、必要な</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川図表の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 体制の相違 -大飯及び高浜のシフト制の少ない要員数となっている。また、主にサポート系故障時に実施する作業については、設備構成等の相違により泊は対応が少なく（ガスレス）取付設備が不要、比較的少人数での対応が可能となっている。</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

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>と比較し、必要な要員数を確認した結果、48名で対処可能である。また、本評価事故シナリオにおいては、全交流動力電源喪失を想定しており、その手順については「2.2 全交流動力電源喪失」の「2.2.1(3) 炉心損傷防止対策」による。</p> <p>a. 事象の発生及び対応処置</p> <p>LOCA、過渡事象、全交流動力電源喪失等が発生し、原子炉自動停止、非常用炉心冷却設備作動信号、格納容器スプレイ信号の自動発信等を確認すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの作動状況を確認する。その後、高圧注入系及び低圧注入系の動作不能、補助給水系の機能喪失等の安全機能喪失が発生すれば、事象進展に従い喪失した安全機能に対応する手順に移行する。</p> <p>事象の発生及び対応処置に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>b. 全交流動力電源喪失の判断</p> <p>外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電</p>	<p>要員数を確認した結果、84名で対処可能である。また、本評価事故シナリオにおいては、全交流動力電源喪失を想定しており、その手順については「2.1.2 全交流動力電源喪失」の「2.1.2.1(3) 炉心損傷防止対策」による。</p> <p>a. 事象の発生及び対応処置</p> <p>LOCA、過渡事象、全交流動力電源喪失等が発生し、原子炉自動停止、非常用炉心冷却設備作動信号、格納容器スプレイ信号の自動発信等を確認すれば、原子炉トリップ、安全注入系及び格納容器スプレイ系の作動状況を確認する。その後、低圧注入系・高圧注入系の動作不能、補助給水系の機能喪失等の安全機能喪失が発生すれば、事象進展に従い喪失した安全機能に対応する手順に移行する。</p> <p>事象の発生及び対応処置に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>b. 全交流動力電源喪失の判断</p> <p>外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電</p>	<p>要員数を確認した結果、30名で対処可能である。</p> <p>a. 全交流動力電源喪失及び原子炉スクラム確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化又は原子炉冷却材喪失事故(LOCA)が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。</p> <p>外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等が機能喪失する。これにより所内高圧系統(6.9kV)の母線が使用不能となり、全交流動力電源喪失に至ることから、全交流動力電源喪失を確認する。</p> <p>全交流動力電源喪失を確認するために必要な計装設備は、6-2C母線電圧及び6-2D母線電圧である。</p> <p>なお、対応操作は、原子炉水位、格納容器圧力等の徴候に応じて行うため、破断面積や破断位置が今回の想定と異なる場合や、破断位置が特定できない場合においても、対応する操作手順に変更はない。</p> <p>b. ECCS等機能喪失確認</p> <p>ECCS等の安全機能の喪失を確認する。</p> <p>ECCS等機能喪失を確認するため</p>	<p>要員数を確認した結果、21名で対処可能である。また、本評価事故シナリオにおいては、全交流動力電源喪失を想定しており、その手順については「7.1.2 全交流動力電源喪失」の「7.1.2.1(3) 炉心損傷防止対策」による。</p> <p>a. 事象の発生及び対応処置</p> <p>LOCA、過渡事象、全交流動力電源喪失等が発生し、原子炉自動停止、非常用炉心冷却設備作動信号、格納容器スプレイ信号の自動発信等を確認すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの作動状況を確認する。その後、低圧注入系及び高圧注入系の動作不能、補助給水系の機能喪失等の安全機能喪失が発生すれば、事象進展に従い喪失した安全機能に対応する手順に移行する。</p> <p>事象の発生及び対応処置に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。</p> <p>b. 全交流動力電源喪失の判断</p> <p>外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線の電</p>	<p>【大飯、高浜】 体制の相違 ・要員体制の差異</p> <p>【大飯】 記載表現の相違 ・泊3号炉、高浜の記載順で統一</p>

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応 中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して、空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、B充てんポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニュラス空気浄化系ダンパへの作動空気供給、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系ダンパの開処置並びに送水車の準備を開始する。</p> <p>また、安全系補機の非常用母線からの切離しを実施し、その後、空冷式非常用発電装置を起動する。空冷式非常用発電装置の起動が完了すれば、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電操作を実施することにより、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電を開始する。</p> <p>d. 1次冷却材漏えいの判断 加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エア</p>	<p>圧が「零」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応 中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して空冷式非常用発電装置、恒設代替低圧注水ポンプ、B充てん/高圧注入ポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニュラス空気浄化設備ダンパへの作動空気供給、大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系ダンパの開放並びに消防ポンプの準備を開始する。</p> <p>また、安全系補機の非常用母線からの切離しを実施し、その後、空冷式非常用発電装置を起動する。空冷式非常用発電装置の起動が完了すれば、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電操作を実施することにより、空冷式非常用発電装置から非常用母線への給電を開始する。</p> <p>d. 1次冷却材漏えいの判断 加圧器水位・圧力の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器サンプ・格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エアモニタ</p>	<p>に必要な計装設備は、各系統のポンプ出口流量である。</p> <p>【記載順の入替え】</p> <p>e. 早期の電源回復不能判断及び対応準備 中央制御室からの操作により外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用高圧母線(6.9kV)の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これにより、常設代替交流電源設備、原子炉補機代替冷却水系及び低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)の準備を開始する。</p>	<p>圧が「0V」を示したことを確認し、全交流動力電源喪失の判断を行う。また、蓄電池（非常用）による非常用直流母線への給電を確認する。</p> <p>c. 早期の電源回復不能判断及び対応 中央制御室からの非常用母線の電源回復操作に失敗し、早期の電源回復不能と判断した場合には、全交流動力電源喪失を起因とする各種事象への対応も想定して代替非常用発電機、代替格納容器スプレイポンプ、B-充てんポンプ（自己冷却）、加圧器逃がし弁及びアニュラス空気浄化系の空気作動弁及びダンパへの代替空気供給、格納容器内自然対流冷却、中央制御室非常用循環系ダンパの開処置並びに可搬型大型送水ポンプ車の準備を開始する。</p> <p>また、安全系補機の非常用母線からの切離しを実施し、その後、代替非常用発電機を起動する。代替非常用発電機の起動が完了すれば、代替非常用発電機から非常用母線への給電操作を実施することにより、代替非常用発電機から非常用母線への給電を開始する。</p> <p>d. 1次冷却材漏えいの判断 加圧器水位及び圧力の低下、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇、格納容器サンプ及び格納容器再循環サンプ水位の上昇、格納容器内エア</p>	<p>【大飯、高岡】 記載表現の相違 【大飯、高岡】 記載方針の相違 ・泊3号のSBO事象と同様に非常用直流母線への給電確認を明確にしている（伊方と同様）</p> <p>【大飯、高岡】 設備名称の相違</p>

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>モニタの上昇等により、1次冷却材漏えいの判断を行う。</p> <p>1次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。 (添付資料 2.2.1)</p> <p>e. 補助給水系の機能喪失の判断 すべての蒸気発生器補助給水流 量計指示の合計が 125m³/h 未 満であれば、補助給水系の機能 喪失の判断を行う。</p> <p>補助給水系の機能喪失の判断に 必要な計装設備は、蒸気発生器 補助給水流 量等である。</p> <p>f. 高圧注入系、低圧注入系の動作 不能及び格納容器スプレイ自動 作動の確認</p> <p>1次冷却材漏えい時において、非 常用炉心冷却設備作動信号の発 信、高圧注入流量、低圧注入流 量等の指示により、高圧注入系 及び低圧注入 系の動作不能を確認し、格納容 器スプレイ信号の発信と格納容 器スプレイ流量等の指示により格 納容器スプレイ自動作動を確認 する。</p> <p>高圧注入系及び低圧注入系の動作 不能の確認に必要な計装設備は、 高圧注入流量等であり、格納容 器ス</p>	<p>モニタの上昇等により、1次冷却材漏えいの判断を行う。</p> <p>1次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。 (添付資料 2.2.3)</p> <p>e. 補助給水系の機能喪失の判断 すべての蒸気発生器補助給水流 量計指示の合計が 80m³/h 未 満であれば、補助給水系の機能 喪失の判断を行う。</p> <p>補助給水系の機能喪失の判断に 必要な計装設備は、蒸気発生器 補助給水流 量等である。</p> <p>f. 低圧注入系・高圧注入系の動作 不能及び格納容器スプレイ自動 作動の確認</p> <p>1次冷却材漏えい時において、非 常用炉心冷却設備作動信号の発 信、低圧注入流量、高圧注入流 量等の指示により、低圧注入系 ・高圧注入 系の動作不能を確認し、格納容 器スプレイ信号の発信と格納容 器スプレイ流量等の指示により格 納容器スプレイ自動作動を確認 する。</p> <p>また、所内電源及び外部電源喪 失が発生しておらず、1次冷却 材漏えいにより非常用炉心冷却 設備作動信号が発信すれば、原 子炉格納容器水素燃焼装置の自 動起動を確認する。</p> <p>低圧注入系・高圧注入系の動作 不能の確認に必要な計装設備は、 高圧安全注入流量等であり、格 納容器ス</p>		<p>モニタの上昇等により、1次冷却材漏えいの判断を行う。</p> <p>1次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。 (添付資料 7.1.2.2)</p> <p>e. 補助給水系の機能喪失の判断 すべての補助給水流 量指示の合計が 80m³/h 未 満であれば、補助給水系の機能 喪失の判断を行う。</p> <p>補助給水系の機能喪失の判断に 必要な計装設備は、補助給水流 量等である。</p> <p>f. 低圧注入系、高圧注入系の動作 不能及び格納容器スプレイ自動 作動の確認</p> <p>1次冷却材漏えい時において、非 常用炉心冷却設備作動信号の発 信、低圧注入流量、高圧注入流 量等の指示により、低圧注入系 及び高圧注入 系の動作不能を確認し、格納容 器スプレイ信号の発信と格納容 器スプレイ流量等の指示により格 納容器スプレイ自動作動を確認 する。</p> <p>低圧注入系及び高圧注入系の動作 不能を確認するために必要な計 装設備は、高圧注入流量等であり、格納</p>	<p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯】 設備の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【高浜】 設備の相違</p> <p>・イグナイタの起動は、高浜が非常用炉心冷却設備作動信号により自動起動するが、泊は手動起動（伊方と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>レイ自動作動の確認に必要な計装設備は、格納容器スプレイ積算流量等である。</p> <p>g. 原子炉格納容器水素燃焼装置の起動</p> <p>非常用炉心冷却設備作動信号が発信すれば、原子炉格納容器水素燃焼装置の自動起動を確認する。全交流動力電源が喪失している場合は、空冷式非常用発電装置による電源の回復後、速やかに原子炉格納容器水素燃焼装置を起動する。</p> <p>h. 可搬型格納容器水素ガス濃度計の準備</p> <p>炉心出口温度 350℃以上又は格納容器内高レンジエリアモニタ 1×10⁶mSv/h 以上となれば、可搬型格納容器水素ガス濃度計の準備を開始する。</p> <p>可搬型格納容器水素ガス濃度計の準備に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>i. 炉心損傷の判断</p> <p>炉心出口温度 350℃以上及び格納</p>	<p>プレイ自動作動の確認に必要な計装設備は、格納容器スプレイ流量積算等である。</p> <p>g. 原子炉格納容器水素燃焼装置の起動</p> <p>非常用炉心冷却設備作動信号が発信すれば、原子炉格納容器水素燃焼装置の自動起動を確認する。全交流動力電源が喪失している場合は、空冷式非常用発電装置による電源の回復後、速やかに原子炉格納容器水素燃焼装置を起動する。</p> <p>h. 可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備</p> <p>炉心出口温度 350℃以上又は格納容器内高レンジエリアモニタ 1×10⁶mSv/h 以上となれば、可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備を開始する。</p> <p>可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p>i. 炉心損傷の判断</p> <p>炉心出口温度 350℃以上及び格納</p>	<p>【記載順の入替え】</p> <p>c. 炉心損傷確認</p> <p>大破断 LOCA 時に ECCS 等の機能及</p>	<p>容器スプレイの自動作動を確認するために必要な計装設備は、B-格納容器スプレイ冷却器出口積算流量（AM用）等である。</p> <p>g. 格納容器水素イグナイタの起動</p> <p>炉心出口温度指示が 350℃到達又は非常用炉心冷却設備作動信号の発信を伴う1次冷却材喪失時にすべての高圧注入系が機能喪失すれば、格納容器水素イグナイタを起動する。また、全交流動力電源喪失時には、代替非常用発電機より受電すれば、速やかに格納容器水素イグナイタを起動する。</p> <p>格納容器水素イグナイタの起動に必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域-高温側）等である。</p> <p>h. 可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット及び可搬型アナユラス水素濃度計測ユニットの準備</p> <p>炉心出口温度 350℃以上又は格納容器内高レンジエリアモニタ 1×10⁶mSv/h 以上となれば、可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット及び可搬型アナユラス水素濃度計測ユニットの準備を開始する。</p> <p>可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット及び可搬型アナユラス水素濃度計測ユニットの準備に必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域-高温側）等である。</p> <p>i. 炉心損傷の判断</p> <p>炉心出口温度 350℃以上及び格納</p>	<p>【大飯、高浜】 設備の相違 ・差異理由についてはI項を参照（伊方と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊はアナユラス部の水素濃度計測ユニットについても記載する方針（伊方と同様）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>容器内高レンジエリアモニタ 1×10⁵mSv/h 以上により、炉心損傷と判断する。</p> <p>なお、1次冷却材圧力が高圧時に炉心損傷の兆候を確認すれば、常時監視する運転員を配置し、炉心出口温度及び格納容器内の放射線量率の傾向を把握する。</p> <p>炉心損傷の判断に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3.1.1.1)</p> <p>j. 原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置動作状況の確認</p> <p>原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置によって原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、原子炉格納容器内状態監視装置盤の温度指示の上昇により確認する。</p> <p>(設置許可基準規則等への適合性について(重大事故等対処施設) 補足説明資料 52-8, 52-10)</p>	<p>容器内高レンジエリアモニタ 1×10⁵mSv/h 以上により、炉心損傷と判断する。</p> <p>炉心損傷の判断に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3.1.1.1)</p> <p>j. 原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置動作状況の確認</p> <p>原子炉格納容器水素燃焼装置及び静的触媒式水素再結合装置によって原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、原子炉格納容器内状態監視装置盤の温度指示の上昇により確認する。</p> <p>(設置許可基準規則等への適合性について(重大事故等対処施設) 補足説明資料 52-8, 52-10)</p>	<p>び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急激に低下し、炉心が露出することで炉心損傷に至る。炉心損傷の判断は、ドライウェル又はサブプレッションチェンバ内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合とする。</p> <p>炉心損傷を確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線モニタ(D/W)及び格納容器内雰囲気放射線モニタ(S/C)である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 3.1.3.1)</p> <p>また、炉心損傷判断後は、格納容器内のpH調整のため薬品注入の準備を行う。格納容器内のpHを7以上に制御することで、分子状無機よう素の生成が抑制され、その結果、有機よう素の生成についても抑制される。これにより、環境への有機よう素の放出量を低減させることができる。</p> <p>なお、有効性評価においては、pH制御には期待しない。</p>	<p>容器内高レンジエリアモニタ 1×10⁵mSv/h 以上により、炉心損傷と判断する。</p> <p>なお、1次冷却材圧力が高圧時に炉心損傷の兆候を確認すれば、常時監視する運転員を配置し、炉心出口温度及び原子炉格納容器内の放射線量率の傾向を把握する。</p> <p>炉心損傷の判断に必要な計装設備は、1次冷却材温度（広域-高温側）等である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料 7.2.1.1.1)</p> <p>j. 格納容器水素イグナイタ及び原子炉格納容器内水素処理装置動作状況の確認</p> <p>格納容器水素イグナイタ及び原子炉格納容器内水素処理装置によって原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、格納容器水素イグナイタ温度及び原子炉格納容器内水素処理装置温度の指示の上昇により確認する。</p> <p>(設置許可基準規則等への適合性について(重大事故等対処施設) 補足説明資料 52-7, 52-9)</p>	<p>【高浜】 記載方針の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違</p>

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>k. 水素濃度監視</p> <p>炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素が発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器水素ガス濃度計の準備が整い次第運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。</p> <p>(添付資料 3.1.1.2)</p> <p>1. 1次冷却系強制減圧</p> <p>炉心損傷判断後、補助給水系の機能喪失により、1次冷却材圧力計指示が2.0MPa[gage]以上であれば、加圧器逃がし弁の代替空気（窒素ポンベ接続）の供給準備が完了次第、加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧操作を開始する。なお、加圧器逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）も準備する。</p> <p>1次冷却系強制減圧操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。</p> <p>m. 代替格納容器スプレイ</p> <p>格納容器スプレイ系が機能喪失している場合は、原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の熔融炉心・コンクリート相互作用の防止のため、恒設代替低圧注水ポンプ等の準備が完了し炉心損傷を判断し次</p>	<p>k. 水素濃度監視</p> <p>炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素が発生することから、原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器内水素濃度計測装置の準備が整い次第運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。</p> <p>(添付資料 3.1.1.2)</p> <p>1. 1次系強制減圧</p> <p>炉心損傷判断後、補助給水系の機能喪失により、1次冷却材圧力計指示が2.0MPa[gage]以上であれば、窒素ポンベ（加圧器逃がし弁作動用）による駆動用空気の供給準備が完了次第、加圧器逃がし弁開放による1次系強制減圧操作を開始する。なお、加圧器逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリー（加圧器逃がし弁用）も準備する。</p> <p>1次系強制減圧操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。</p> <p>m. 代替格納容器スプレイ</p> <p>格納容器スプレイ系が機能喪失している場合は、原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の熔融炉心・コンクリート相互作用の防止のため、恒設代替低圧注水ポンプ等の準備が完了し炉心損傷を判断し次</p>	<p>d. 水素濃度監視</p> <p>炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素が発生することから、格納容器内の水素濃度を確認する。</p> <p>格納容器内の水素濃度を確認するために必要な計装設備は、格納容器内水素濃度(D/W)及び格納容器内水素濃度(S/C)である。</p> <p>f. 常設代替交流電源設備による交流電源供給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</p> <p>中央制御室からの遠隔操作により常設代替交流電源設備による交流電源供給を開始し、残留熱除去系A系配管を用いた低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水を開始する。これにより、原子炉炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位が回復し、炉心は冠水する。</p> <p>低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系洗浄ライン流量(残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量)等である。</p> <p>なお、大破断LOCAにより格納容器温度が上昇し、ドライウェル温度が原子炉圧力の飽和温度を超えている場合は、水位不明と判断する。</p> <p>水位不明判断に必要な計装設備</p>	<p>k. 水素濃度監視</p> <p>炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素が発生することから、原子炉格納容器内及びアニュラス部の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器内水素濃度計測ユニット及び可搬型アニュラス水素濃度計測ユニットの準備が整い次第運転し、原子炉格納容器内水素濃度及びアニュラス内水素濃度の測定を開始する。</p> <p>(添付資料 7.2.1.1.2)</p> <p>1. 1次冷却系強制減圧</p> <p>炉心損傷判断後、補助給水系の機能喪失により、1次冷却材圧力（広域）指示が2.0MPa[gage]以上であれば、加圧器逃がし弁操作作用可搬型窒素ガスポンベによる駆動用空気の供給準備が完了次第、加圧器逃がし弁開操作による1次冷却系強制減圧操作を開始する。なお、加圧器逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、加圧器逃がし弁操作作用バッテリーも準備する。</p> <p>1次冷却系強制減圧操作に必要な計装設備は、1次冷却材圧力（広域）である。</p> <p>m. 代替格納容器スプレイ</p> <p>格納容器スプレイ系が機能喪失している場合は、原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の熔融炉心・コンクリート相互作用の防止のため、代替格納容器スプレイポンプ等の準備が完了し炉心損傷を判断し</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・差異理由詳細あり（Bページ参照）</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備名称の相違</p>

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>大阪発電所3/4号炉</p> <p>第、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを開始する。なお、炉心の冷却については、B充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。また、代替格納容器スプレイについては溶融炉心を冠水するために十分な水位（格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が61%）を確保し、格納容器再循環サンプ水位（広域）計指示が61%から71%の間で代替格納容器スプレイを停止する。なお、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開し、恒設代替低圧注水ポンプの水源である燃料取替用水ピット水が枯渇するまでに、海水を水源とする可搬式代替低圧注水ポンプに切り替えて可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを行う。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイに必要な計装設備は、格納容器圧力（広域）等である。</p> <p>なお、格納容器スプレイ系が作動している場合は、再循環自動切換信号が発信すれば、格納容器スプレイ系再循環自動切換を確認し、以降、原子炉格納容器内の除熱が継続的に行われていることを確認する。</p> <p>格納容器スプレイ系再循環自動切換に必要な計装設備は、燃料取替用水ピット水位等である。</p> <p>(添付資料 2.2.7、3.1.1.3、3.4.1)</p> <p>n. アンユラス空気浄化系及び中央制御</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p> <p>第、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを開始する。なお、炉心の冷却については、B充てん/高圧注入ポンプ（自己冷却）による炉心注水を行う。また、代替格納容器スプレイについては溶融炉心を冠水するために十分な水位（格納容器再循環サンプ広域水位 67%）を確保し、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が67%から77%の間で代替格納容器スプレイを停止する。なお、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開し、恒設代替低圧注水ポンプの水源である燃料取替用水タンク水が枯渇するまでに、海水を水源とする可搬式代替低圧注水ポンプに切り替えて可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイを行う。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイに必要な計装設備は、格納容器広域圧力等である。</p> <p>なお、格納容器スプレイ系が作動している場合は、再循環自動切換信号が発信すれば、格納容器スプレイ系再循環自動切換を確認し、以降、原子炉格納容器内の除熱が継続的に行われていることを確認する。</p> <p>格納容器スプレイ系再循環切替に必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等である。</p> <p>(添付資料 2.2.7、3.1.1.3、3.4.1)</p> <p>n. アンユラス空気浄化系及び中央制</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>は、原子炉圧力及びドライウェル温度である。</p> <p>水位不明と判断した場合、原子炉水位は、崩壊熱及び原子炉注水量から推定して把握することができる。具体的には、原子炉底部から原子炉水位レベル0まで冠水させるために必要な原子炉注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し、原子炉注水量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施し、その後、崩壊熱除去に必要な注水量で原子炉注水を維持する。</p> <p>(添付資料 3.1.2.2)</p> <p>g. 代替循環冷却系による格納容器除熱</p> <p>原子炉補機代替冷却水系の準備が完了した後、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱に失敗した場合に、代替循環冷却系の運転準備のため、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を残留熱除去系A系配管から残留熱除去系B系配管に切り替える。代替循環冷却系の運転準備が完了した後、原子炉補機代替冷却水系を用いた代替循環冷却系による格納容器除熱を開始するとともに低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を停止する。代替循環冷却系の循環流量は、代替循環冷却ポンプ出口流量及び残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系B系格納容器冷却ライン洗浄流量）を用いて、原子炉注入弁と格納容器スプレイ弁を中央制御室からの遠隔操作により原子炉注水と格納容器スプレイに分配し、それぞれ連続で</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>次第、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を開始する。なお、炉心の冷却については、B-充てんポンプ（自己冷却）による代替炉心注水を行う。また、代替格納容器スプレイについては溶融炉心を冠水するために十分な水位（格納容器再循環サンプ水位（広域）指示が71%）を確保し、格納容器再循環サンプ水位（広域）指示が71%から81%の間で代替格納容器スプレイを停止する。なお、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力となれば代替格納容器スプレイを再開し、代替格納容器スプレイポンプの水源である燃料取替用水ピット水が枯渇するまでに、可搬型大型送水ポンプ車により海水の補給を行い、代替格納容器スプレイを継続する。</p> <p>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必要な計装設備は、原子炉格納容器圧力等である。</p> <p>なお、格納容器スプレイ系が作動している場合は、再循環切替の条件に達すれば、格納容器スプレイ系を再循環運転に切り替え、以降、原子炉格納容器内の除熱が継続的に行われていることを確認する。</p> <p>格納容器スプレイ系再循環切替に必要な計装設備は、燃料取替用水ピット水位等である。</p> <p>(添付資料7.1.2.3、7.2.1.1.3、7.2.4.1)</p> <p>n. アンユラス空気浄化系及び中央制</p>	<p>相違理由</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違 【大阪、高浜】 認識の相違</p> <p>【大阪、高浜】 認識の相違 ・差異理由は前記のとおり ③ペーン参照</p> <p>【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【大阪、高浜】 認識の相違 ・再循環切替は大阪、高浜は自動だが泊3号炉は手動切替（伊方と同様）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>室非常用循環系の起動</p> <p>全交流動力電源喪失時、アンユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアンユラス空気浄化系ダンパの代替空気（窒素ポンベ接続）供給を行い、アンユラス空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>o. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>A、D格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。</p> <p>また、全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系が使用できない場合は、大容量ポンプを用いたA、D格納容器再循環ユニットへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行う。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。</p>	<p>御室非常用循環系の起動</p> <p>全交流動力電源喪失時、アンユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアンユラス空気浄化系ダンパの代替空気（窒素ポンベ接続）供給を行い、アンユラス空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>o. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>A、B格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。</p> <p>また、全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系が使用できない場合は、大容量ポンプを用いたA、B格納容器再循環ユニットへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行う。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。</p> <p style="text-align: right;">(添付資料2.2.8)</p>	<p>原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。</p> <p>代替循環冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系B系格納容器冷却ライン洗浄流量）であり、格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、代替循環冷却ポンプ出口流量、ドライウェル圧力、サブプレッションプール水温度等である。</p> <p>また、水の放射線分解により水素及び酸素が発生することから、格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。</p> <p>格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気酸素濃度等である。</p>	<p>御室非常用循環系の起動</p> <p>全交流動力電源喪失時、アンユラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場でアンユラス空気浄化系の空気作動弁及びダンパへの代替空気供給（窒素ポンベ接続）を行い、B-アンユラス空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を行い、中央制御室非常用循環系を起動する。</p> <p>o. 格納容器内自然対流冷却</p> <p>C、D-格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然対流冷却を行う。</p> <p>また、全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系が使用できない場合は、可搬型大型送水ポンプ車を用いたC、D-格納容器再循環ユニットへの海水通水により、格納容器内自然対流冷却を行う。</p> <p>格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。</p>	<p>【大阪、高浜】 説明の相違 【大阪、高浜】 設備名称の相違</p> <p>【高浜】 添付資料の相違 ・高浜で添付資料2.2.8にて、大容量ポンプ車の運用変更（SW代替機能と放水機能の兼用を取り止め各々整備）を説明している。泊は当初より可搬型大型送水ポンプ車を各々整</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
				備しており運用変更は実施していません。

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大阪発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3.1.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>プラント損傷状態の選定結果については、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち、原子炉容器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雰囲気への伝熱が大きくなり、かつ補助給水による冷却がない「T**」が原子炉格納容器雰囲気温度上昇の観点で厳しい。また、ECCS又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器内へ注水されない「**D」が、温度上昇が抑制されないという観点から厳しい。したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断がなく、格納容器スプレイ注入機能が喪失する「TED」である。</p> <p>このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。</p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故 手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 過渡事象時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 主給水流量喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故 	<p>3.1.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>プラント損傷状態の選定結果については、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち、原子炉容器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雰囲気への伝熱が大きくなり、かつ補助給水による冷却がない「T**」が原子炉格納容器雰囲気温度上昇の観点で厳しい。また、ECCS又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器内へ注水されない「**D」が、温度上昇が抑制されないという観点から厳しい。したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断がなく、格納容器スプレイ注入機能が喪失する「TED」である。</p> <p>このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。</p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故 手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 過渡事象時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 主給水流量喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故 	<p>3.1.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価する観点から、プラント損傷状態をLOCAに全交流動力電源喪失事象を加えた状態とし、中小破断LOCAに比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く、格納容器圧力及び温度上昇の観点で厳しい大破断LOCAを起因とする、「大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+全交流動力電源喪失」である。</p>	<p>7.2.1.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>プラント損傷状態の選定結果については、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち、原子炉容器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雰囲気への伝熱が大きくなり、かつ補助給水による冷却がない「T**」が原子炉格納容器雰囲気温度上昇の観点で厳しい。また、ECCS又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器内へ注水されない「**D」が、温度上昇が抑制されないという観点から厳しい。したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断がなく、格納容器スプレイ注入機能が喪失する「TED」である。</p> <p>このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。</p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故 手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 過渡事象時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 主給水流量喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故 	<p>【女川】 記載方針の相違 ・PRは初めに厳しいプラント損傷状態を選定し、その後、選定されたプラント損傷状態の中から評価する過程を記載</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>・過渡事象時に原子炉トリップに失敗し、格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故</p> <p>・2次冷却系の破断時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故</p> <p>・外部電源喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故</p> <p>・2次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故</p> <p>上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは1次冷却材圧力が高圧で、原子炉容器が破損した際に熔融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多く、また、熔融炉心からの加熱により放出ガスが高温になる全交流動力電源喪失を起因とし、時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる補助給水機能喪失を考慮した「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」である。</p> <p>なお、本評価事故シーケンスにおいては、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重量を考慮する。</p> <p>本評価事故シーケンスにおいて、格納容器過温破損に係る重要現象は以下のとおりである。</p> <p>a. 炉心における重要現象</p>	<p>・過渡事象時に原子炉トリップに失敗し、格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故</p> <p>・2次冷却系の破断時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故</p> <p>・外部電源喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故</p> <p>・2次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故</p> <p>上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは1次冷却材圧力が高圧で、原子炉容器が破損した際に熔融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多く、また、熔融炉心からの加熱により放出ガスが高温になる全交流動力電源喪失を起因とし、時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる補助給水機能喪失を考慮した「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」である。</p> <p>なお、本評価事故シーケンスにおいては、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重量を考慮する。</p> <p>本評価事故シーケンスにおいて、格納容器過温破損に係る重要現象は以下のとおりである。</p> <p>a. 炉心における重要現象</p>	<p>本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化及</p>	<p>・過渡事象時に原子炉トリップに失敗し、格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故</p> <p>・2次冷却系の破断時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故</p> <p>・外部電源喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故</p> <p>・2次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故</p> <p>上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは1次冷却材圧力が高圧で、原子炉容器が破損した際に熔融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多く、また、熔融炉心からの加熱により放出ガスが高温になる全交流動力電源喪失を起因とし、時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる補助給水機能喪失を考慮した「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」である。</p> <p>なお、本評価事故シーケンスにおいては、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及び可搬型大型送水ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重量を考慮する。</p> <p>本評価事故シーケンスにおいて、格納容器過温破損に係る重要現象は以下のとおりである。</p> <p>a. 炉心における重要現象</p>	<p>【大飯、高浜】 設備の相違 ・差異理由は前述のとおり（3ページ参照）</p> <p>【女川】 記載方針の相違 ・BWRは炉心や原子炉容器などの分類の重</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<ul style="list-style-type: none"> 崩壊熱 燃料棒内温度変化 燃料棒表面熱伝達 燃料被覆管酸化 燃料被覆管変形 沸騰・ボイド率変化 気液分離・対向流 <p>b. 原子炉容器、1次冷却系、加圧器及び蒸気発生器における重要現象</p> <ul style="list-style-type: none"> 1次冷却系における構造材との熱伝達 1次冷却系における蓄圧タンク注入 加圧器における冷却材放出（臨界流・差圧流） 蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達 蒸気発生器における冷却材放出（臨界流・差圧流） 蒸気発生器における2次側水位変化・ドライアウト 炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション 炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融 炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達 炉心損傷後の原子炉容器における1次系内核分裂生成物挙動 <p>c. 原子炉格納容器における重要現象</p> <ul style="list-style-type: none"> 区画間の流動 構造材との熱伝達及び内部熱伝導 	<ul style="list-style-type: none"> 崩壊熱 燃料棒内温度変化 燃料棒表面熱伝達 燃料被覆管酸化 燃料被覆管変形 沸騰・ボイド率変化 気液分離・対向流 <p>b. 原子炉容器、1次冷却系、加圧器及び蒸気発生器における重要現象</p> <ul style="list-style-type: none"> 1次冷却系における構造材との熱伝達 1次冷却系における蓄圧タンク注入 加圧器における冷却材放出（臨界流・差圧流） 蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達 蒸気発生器における冷却材放出（臨界流・差圧流） 蒸気発生器における2次側水位変化・ドライアウト 炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション 炉心損傷後の原子炉容器破損、溶融 炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達 炉心損傷後の原子炉容器における1次系内核分裂生成物挙動 <p>c. 原子炉格納容器における重要現象</p> <ul style="list-style-type: none"> 区画間・区画内の流動 構造材との熱伝達及び内部熱伝導 	<p>び気液分離(水位変化)・対向流、原子炉圧力容器における ECCS 注水(給水系・代替注水設備含む)、炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション、構造材との熱伝達及び原子炉圧力容器内 FP 挙動、原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、サブプレッション・プール冷却、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、気液界面の熱伝達並びにスプレイ冷却並びに炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内 FP 挙動が重要現象となる。</p>	<ul style="list-style-type: none"> 崩壊熱 燃料棒内温度変化 燃料棒表面熱伝達 燃料被覆管酸化 燃料被覆管変形 沸騰・ボイド率変化 気液分離・対向流 <p>b. 原子炉容器、1次冷却系、加圧器及び蒸気発生器における重要現象</p> <ul style="list-style-type: none"> 1次冷却系における構造材との熱伝達 1次冷却系における蓄圧タンク注入 加圧器における冷却材放出（臨界流・差圧流） 蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達 蒸気発生器における冷却材放出（臨界流・差圧流） 蒸気発生器における2次側水位変化・ドライアウト 炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション 炉心損傷後の原子炉容器破損、溶融 炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達 炉心損傷後の原子炉容器における1次系内FP挙動 <p>c. 原子炉格納容器における重要現象</p> <ul style="list-style-type: none"> 区画間・区画内の流動 構造材との熱伝達及び内部熱伝導 	<p>要現象を簡潔書きにしている</p> <p>【大飯】 記載表現の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違 ・資料間の記載の統一</p> <p>【大飯】 記載表現の相違（伊方と同様）</p>

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>・スプレイ冷却</p> <p>・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</p> <p>・水素濃度変化</p> <p>・炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料—冷却材相互作用</p> <p>・炉心損傷後の溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱</p> <p>・炉心損傷後の溶融炉心とコンクリートの伝熱</p> <p>・炉心損傷後のコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生</p> <p>・炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動</p> <p>本評価事故シナリオにおける有効性評価は、炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから、これらの現象を適切に評価することが可能な、原子炉系、原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有する解析コードとしてMAAPを使用する。</p> <p>(添付資料 3.1.1.4、3.1.1.5)</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本評価事故シナリオにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>さらに、本評価事故シナリオでは炉心部に残存する損傷燃料（以下「残</p>	<p>・スプレイ冷却</p> <p>・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</p> <p>・水素濃度</p> <p>・炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料—冷却材相互作用</p> <p>・炉心損傷後の溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱</p> <p>・炉心損傷後の溶融炉心とコンクリートの伝熱</p> <p>・炉心損傷後のコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生</p> <p>・炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動</p> <p>本評価事故シナリオにおける有効性評価は、炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから、これらの現象を適切に評価することが可能な、原子炉系、原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有する解析コードとしてMAAPを使用する。</p> <p>(添付資料3.1.1.4、3.1.1.5)</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本評価事故シナリオにおける運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>さらに、本評価事故シナリオでは炉心部に残存する損傷燃料（以下「残</p>	<p>よって、これらの現象を適切に評価することが可能であり、原子炉圧力容器内及び格納容器内の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより原子炉水位、燃料最高温度、格納容器圧力、格納容器温度等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本評価事故シナリオにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p>	<p>・スプレイ冷却</p> <p>・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</p> <p>・水素濃度変化</p> <p>・炉心損傷後の原子炉容器外FCI</p> <p>・炉心損傷後の溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱</p> <p>・炉心損傷後の溶融炉心とコンクリートの伝熱</p> <p>・炉心損傷後のコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生</p> <p>・炉心損傷後の原子炉格納容器内FP挙動</p> <p>本評価事故シナリオにおける有効性評価は、炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから、これらの現象を適切に評価することが可能であり、原子炉系及び原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するシビアアクシデント総合解析コード MAAP により原子炉容器内水位、燃料最高温度、原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。</p> <p>(添付資料7.2.1.1.4、7.2.1.1.5)</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本評価事故シナリオにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>さらに、本評価事故シナリオでは炉心部に残存する損傷燃料（以下「残</p>	<p>【高岡】</p> <p>記載表現の相違</p> <p>【大飯、高岡】</p> <p>記載表現の相違</p> <p>・資料間の記載の統一</p> <p>【大飯、高岡】</p> <p>記載表現の相違</p> <p>・資料間の記載の統一</p> <p>【大飯、高岡】</p> <p>記載方針の相違 (女川記載の反映)</p> <p>【大飯、高岡】</p> <p>評価方針の相違 (女川記載の反映)</p>

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>存デブリ」という。)の量は極く少量となるが、実機を想定した場合、本格納容器破損モードでは様々な事故シーケンスが考えられ、残存デブリ量に不確かさが考えられることから、炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させた場合の格納容器内自然対流冷却による残存デブリの冷却性を確認する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第3.1.2.2表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料 3.1.2.1)</p> <p>a. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として、外部電源が喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失するものとする。また、補助給水機能及び原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 「3.1.2.2(2)a.(b) 安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定する。</p>	<p>存デブリ」という。)の量は極く少量となるが、実機を想定した場合、本格納容器破損モードでは様々な事故シーケンスが考えられ、残存デブリ量に不確かさが考えられることから、炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させた場合の格納容器内自然対流冷却による残存デブリの冷却性を確認する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第3.1.2.2.1表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料3.1.2.1)</p> <p>a. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として、外部電源が喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失するものとする。また、補助給水機能及び原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 「(b) 安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを想定する。</p>	<p>(2) 有効性評価の条件 本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第3.1.2.2表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料 1.5.2)</p> <p>a. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として、大破断 LOCA が発生するものとする。破断箇所は、原子炉圧力容器内の保有水量を厳しく評価し、かつ、格納容器内の圧力上昇及び温度上昇の観点で厳しい設定として、再循環配管(出口ノズル)とする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。さらに高圧炉心スプレイ系及び低圧注水機能が機能喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 送電系統又は所内主発電設備の</p>	<p>存デブリ」という。)の量は極く少量となるが、実機を想定した場合、本格納容器破損モードでは様々な事故シーケンスが考えられ、残存デブリ量に不確かさが考えられることから、炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させた場合の格納容器内自然対流冷却による残存デブリの冷却性を確認する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件 本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.2.1.2.2表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。 (添付資料7.2.1.2.1)</p> <p>a. 事故条件 (a) 起因事象 起因事象として、外部電源が喪失するものとする。</p> <p>(b) 安全機能の喪失に対する仮定 ディーゼル発電機の機能喪失を想定し、全交流動力電源が喪失するものとする。さらに補助給水機能及び原子炉補機冷却機能が機能喪失するものとする。</p> <p>(c) 外部電源 外部電源は使用できないものと仮定する。 送電系統又は所内主発電設備の</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違 (女川) (緑)</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違 (女川) (緑)</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(d) RCPシール部からの漏えい率 WCAP-15603のうちシールが健全な場合の漏えい率の値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約4.8m³/h (21gpm相当)とし、その漏えい率相当となる口径約0.3cm (約0.13インチ)を設定する。また、1次冷却材ポンプ4台からの漏えいを考慮するものとする。</p> <p>なお、その他の原子炉冷却材圧カバウンダリからの漏えいについては、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力を高くする観点から考慮しないものとする。 (添付資料 2.2.11、3.1.2.2)</p> <p>(e) 水素の発生 水素の発生についてはジルコニウム-水反応を考慮する。なお、MAAPでは水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため、「3.1.2.2(3) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p>(d) RCPシール部からの漏えい率 1次冷却材圧力が高く推移する観点で、RCPシール部が健全な場合の漏えい率として、WCAP-15603のうちシールが健全な場合の漏えい率である約4.8m³/h (21gpm相当)よりさらに少ない値として、1台当たり約1.5m³/hを事象初期の漏えい率とし、その漏えい率相当となる口径約0.2cmを設定する。また、1次冷却材ポンプ3台からの漏えいを考慮するものとする。</p> <p>なお、その他の原子炉冷却材圧カバウンダリからの漏えいについては、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力を高くする観点から考慮しないものとする。 (添付資料2.2.12、3.1.2.2)</p> <p>(e) 水素の発生 水素の発生についてはジルコニウム-水反応を考慮する。なお、MAAPでは水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため、「(3) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p>	<p>故障等によって、外部電源が喪失するとともに、全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定する。</p> <p>(d) 水素の発生 水素の発生については、ジルコニウム-水反応を考慮するものとする。なお、解析コードMAAPの評価結果では水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため、「(4) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、ドライウェル圧力高信号によるものとする。</p>	<p>故障等によって、外部電源が喪失するとともに、ディーゼル発電機の機能喪失を想定する。</p> <p>(d) RCPシール部からの漏えい率 RCPシール部が健全な場合の漏えい率は、全交流動力電源喪失時の1次冷却材温度及び圧力を考慮し、封水戻りライン等からの漏えい率を評価した結果と同程度の値として、1次冷却材ポンプ1台当たり、定格圧力において約1.5m³/h (6.6gpm)とし、その漏えい率相当となる口径約0.2cm (約0.07インチ)を設定する。また、1次冷却材ポンプ3台からの漏えいを考慮するものとする。</p> <p>なお、その他の原子炉冷却材圧カバウンダリからの漏えいについては、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力を高くする観点から考慮しないものとする。 (添付資料7.1.2.10、7.2.1.2.2)</p> <p>(e) 水素の発生 水素の発生についてはジルコニウム-水反応を考慮するものとする。なお、MAAPの評価結果では水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため、「7.2.1.2.2(3) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉トリップ信号 原子炉トリップは、「1次冷却材ポンプ電源電圧低」信号によるものとする。</p>	<p>【大飯、高浜】 設備の相違 ・大飯、高浜はSW社製RCP、泊はMHI製RCPを用いている。大飯、高浜はWCAP-15603に基づく値を評価し、泊は国内実証評価に基づく値を使用している（伊方と同様） 【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川同様の表現）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違（女川同様の表現）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(a) 蓄圧タンク</p> <p>蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで1次冷却系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、最低保有水量を用いる。</p> <p>蓄圧タンク保持圧力 (最低保持圧力) 4.04MPa[gage]</p> <p>蓄圧タンク保有水量 (最低保有水量) 26.9m³ (1基当たり)</p> <p>(b) 加圧器逃がし弁</p> <p>1次冷却系強制減圧操作において、加圧器逃がし弁2個を使用するものとし、1個当たりの容量は、設計値である95t/hとする。</p> <p>(c) 代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ流量</p> <p>原子炉格納容器内に放出される放射性物質の除去、並びに原子炉格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、恒設代替低圧注水ポンプ、可搬式代替低圧注水ポンプともに設計上期待できる値として130m³/hとする。</p> <p>(d) 静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置</p> <p>原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の効果については期待しないが、静的触媒式水素再結合装置による水素処理の発熱反応の</p>	<p>(a) 蓄圧タンク</p> <p>蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで1次系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、最低保有水量を用いる。</p> <p>蓄圧タンク保持圧力 (最低保持圧力) 4.04MPa[gage]</p> <p>蓄圧タンク保有水量 (最低保有水量) 29.0m³ (1基当たり)</p> <p>(b) 加圧器逃がし弁</p> <p>1次系強制減圧操作において、加圧器逃がし弁2個を使用するものとし、1個当たりの容量は、設計値である95t/hとする。</p> <p>(c) 代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ流量</p> <p>原子炉格納容器内に放出される放射性物質の除去、並びに原子炉格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、恒設代替低圧注水ポンプ、可搬式代替低圧注水ポンプともに設計上期待できる値として140m³/hとする。</p> <p>(d) 静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置</p> <p>原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及び原子炉格納容器水素燃焼装置の効果については期待しないが、静的触媒式水素再結合装置による水素処理の発熱反応の</p>	<p>(b) 再循環ポンプ</p> <p>再循環ポンプは、原子炉水位低(レベル2)到達時に停止するものとする。</p> <p>(c) 低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水</p> <p>最大130m³/hにて原子炉注水し、原子炉水位がジェットポンプ上端(以下「原子炉水位L0」という。)まで回復後は、崩壊熱による蒸発量相当の注水流量(最大35m³/h)で注水する。 (添付資料 3.1.2.3)</p> <p>(d) 代替循環冷却系による格納容器除熱</p> <p>代替循環冷却系の循環流量は、全体で150m³/hとし、原子炉注水～50m³/h、格納容器スプレイ～100m³/hにて流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレイを実施する。</p> <p>(e) 原子炉補機代替冷却水系</p> <p>代替循環冷却系から原子炉補機代替冷却水系への伝熱容量は、熱交換器の設計性能に基づき14.7MW(サブプレッションプール水温150℃、海水温度26℃において)とする。</p>	<p>(b) 蓄圧タンク</p> <p>蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで1次冷却系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、最低保有水量を用いる。</p> <p>蓄圧タンクの保持圧力 (最低保持圧力) 4.04MPa[gage]</p> <p>蓄圧タンクの保有水量 (最低保有水量) 29.0m³ (1基当たり)</p> <p>(c) 加圧器逃がし弁</p> <p>1次冷却系強制減圧操作において、加圧器逃がし弁2個を使用するものとし、1個当たりの容量は、設計値である95t/hとする。</p> <p>(d) 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流量</p> <p>原子炉格納容器内に放出される放射性物質の除去、並びに原子炉格納容器圧力及び温度上昇の抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設計上期待できる値として140m³/hとする。</p> <p>(e) 原子炉格納容器内水素処理装置及び格納容器水素イグナイタ</p> <p>原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、原子炉格納容器内水素処理装置及び格納容器水素イグナイタの効果については期待しないが、原子炉格納容器内水素処理装置による水素処理の発熱反</p>	<p>【大飯】 設備の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備の相違 ・差異理由は前述と おり(3ページ参照)</p>

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>原子炉格納容器圧力及び温度への寄与を「3.1.2.2(3) 有効性評価の結果」にて考慮する。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧は、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の10分後に開始するものとする。</p> <p>(b) 代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイは、現場操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の30分後に開始するものとする。また、格納容器再循環サンプル水位71%到達(原子炉格納容器保有水量2,000m³相当)、かつ、原子炉格納容器最高使用圧力未達である場合に一旦停止し、原子炉格納容器最高使用圧力到達の30分後に再開するものとする。その後、格納容器内自然対流冷却開始に伴い、事象発生後の24時間後に停止するものとする。</p> <p>(c) 大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却は、現場操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、事象発生後の24時間後に開始するものとする。</p>	<p>原子炉格納容器圧力及び温度への寄与を「(3) 有効性評価の結果」にて考慮する。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>運転員等操作に関する条件として、「1.3(5) 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 加圧器逃がし弁による1次系強制減圧は、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の10分後に開始するものとする。</p> <p>(b) 代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイは、現場操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の30分後に開始するものとする。また、格納容器再循環サンプル水位77%到達(原子炉格納容器保有水量1,700m³相当)、かつ、原子炉格納容器最高使用圧力未達である場合に一旦停止し、原子炉格納容器最高使用圧力到達の30分後に再開するものとする。その後、格納容器内自然対流冷却開始に伴い、事象発生後の24時間後に停止するものとする。</p> <p>(c) 大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却は、要員の召集のための時間、操作等の時間を考慮して、事象発生後の24時間後に開始するものとする。</p>	<p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 交流電源は、常設代替交流電源設備によって供給を開始し、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水操作は、事象発生25分後から開始する。 なお、原子炉注水は、代替循環冷却系の運転開始後に停止する。</p> <p>(b) 原子炉補機代替冷却水系の運転操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作は、原子炉補機代替冷却水系及び代替循環冷却系の準備時間等を考慮し、事象発生24時間後から開始する。</p> <p>(3) 有効性評価(Cs-137の放出量評価)の条件</p> <p>a. 事象発生直前まで、定格出力の100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を約1/4ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え、最高50,000時間とする。</p> <p>b. 代替循環冷却系を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては、原子炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で、格納容器内に放出^{*1}されるものとする。</p> <p>※1 セシウムの格納容器内への放</p>	<p>応の原子炉格納容器圧力及び温度への寄与を「7.2.1.2.2(3) 有効性評価の結果」にて考慮する。</p> <p>c. 重大事故等対策に関連する操作条件</p> <p>運転員等操作に関する条件として、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。</p> <p>(a) 加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧は、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の10分後に開始する。</p> <p>(b) 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は、現場操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始の30分後に開始する。また、格納容器再循環サンプル水位80%到達(原子炉格納容器保有水量2,270m³相当)、かつ、原子炉格納容器最高使用圧力未達である場合に一旦停止し、原子炉格納容器最高使用圧力到達の30分後に再開する。その後、格納容器内自然対流冷却開始に伴い、事象発生後の24時間後に停止する。</p> <p>(c) 可搬型大型送水ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却は、現場操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、事象発生後の24時間後に開始するものとする。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違(女川(緑字の反映) ・操作条件の記載の語尾を「する」に統一</p> <p>【大飯、高浜】 設備の相違</p> <p>【高浜】 記載方針の相違 ・泊3号格納容器内自然対流冷却の機器付</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>出割合については、本評価事故シナリオにおいては解析コードMAAPの評価結果の方がNUREG-1465より大きく算出する。</p> <p>c. 格納容器内に放出された Cs-137 については、格納容器スプレィやサブレーションチェンバ内のプール水でのスクラビング等による除去効果を考慮する。</p> <p>d. 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいについて考慮する。漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。</p> <p>(a) 格納容器からの漏えい量は、格納容器圧力に応じた設計漏えい率を基に評価する。なお、格納容器からの漏えいに関するエアロゾル粒子の捕集の効果(除染係数は10)を考慮する。</p> <p>(b) 原子炉建屋から大気中に漏えいする放射性物質を保守的に見積もるため、非常用ガス処理系により原子炉建屋原子炉棟内の設計負圧が達成されるまでの期間は、原子炉建屋内の放射性物質の保持機能に期待しないものとする。非常用ガス処理系により設計負圧を達成した後は非常用ガス処理系の設計換気率0.5回/日相当を考慮する。なお、非常用ガス処理系フィルタ装置による放射性物質の除去効果については、期待しないものとする。</p> <p>非常用ガス処理系は、事象発生60分後から、常設代替交流電源設備からの交流電源の供給を受け自動起動し、起動後10分間で設計負</p>		<p>災害対策要員を用いるため、(b)代替格納容器スプレィの記載に揃えた(大飯と同様)</p>

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本評価事故シーケンスの事象進展を第3.1.2.4図及び第3.1.2.5図に、原子炉容器内水位等の1次冷却系パラメータの推移を第3.1.2.6図及び第3.1.2.7図に、原子炉格納容器圧力及び温度等の原子炉格納容器パラメータの推移を第3.1.2.8図から第3.1.2.11図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い1次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで「1次冷却材ポンプ回転数低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉が自動停止する。また、すべての給水機能が喪失することにより蒸気発生器水位が低下し、1次冷却材圧力及び温度が上昇して加圧器安全弁が動作する。この間、1次冷却材の漏えいが継続することで、徐々に原子炉容器内水位が低下し、事象発生の約3.1時間後に炉心溶融に至る。</p> <p>(添付資料 3.1.1.5)</p> <p>さらに、炉心溶融開始の10分後、事象発生の約3.3時間後に加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧を開始するとともに、炉心溶融開始の30分後、事象発生の約3.6時間後に代替低圧注水ポンプによる代替格納容</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本評価事故シーケンスの事象進展を第3.1.2.2.1図及び第3.1.2.2.2図に、原子炉容器内水位等の1次系パラメータの推移を第3.1.2.2.3図及び第3.1.2.2.4図に、原子炉格納容器圧力及び温度等の原子炉格納容器パラメータの推移を第3.1.2.2.5図から第3.1.2.2.8図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い1次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで「1次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉が自動停止する。また、すべての給水機能が喪失することにより蒸気発生器水位が低下し、1次冷却材の圧力及び温度が上昇して加圧器安全弁が動作する。この間、1次冷却材の漏えいが継続することで、徐々に原子炉容器内水位が低下し、事象発生の約3.0時間後に炉心溶融に至る。</p> <p>(添付資料3.1.1.5)</p> <p>さらに、炉心溶融開始の10分後、事象発生の約3.1時間後に加圧器逃がし弁による1次系強制減圧を開始するとともに、炉心溶融開始の30分後、事象発生の約3.5時間後に代替低圧注水ポンプによる代替格納容</p>	<p>圧が達成されることを想定する。</p> <p>(c) 原子炉建屋内での放射能の時間減衰は考慮せず、また、原子炉建屋内での粒子状物質の除去効果は保守的に考慮しない。</p> <p>(添付資料 3.1.2.7, 3.1.2.8)</p> <p>(4) 有効性評価の結果</p> <p>本評価事故シーケンスにおける原子炉水位(シュラウド内外水位)、注水流量及び原子炉圧力容器内保有水量の推移を第3.1.2.5図から第3.1.2.7図に、燃料最高温度の推移を第3.1.2.8図に、格納容器圧力、格納容器温度、サブプレッションプール水位及びサブプレッションプール水温の推移を第3.1.2.9図から第3.1.2.12図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>大破断LOCA時にECCS等の機能及び全交流動力電源が喪失するため、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心は露出し、事象発生から約4分後に燃料被覆管の最高温度は1,000K(約727℃)に到達し、炉心損傷が開始する。燃料被覆管の最高温度は事象発生から約10分後に1,200℃に到達し、また、事象発生から約30分後に燃料温度は約2,500K(約2,227℃)に到達する。事象発生から25分後、常設代替交流電源設備より交流電源の供給をした復水移送ポンプ1台を用いた低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水を開始することによって、原子炉圧力容器破損に至ることなく、原子炉水位LO以上まで原子炉水位は回復し、炉心は冠水する。</p> <p>格納容器内に崩壊熱等の熱によ</p>	<p>(3) 有効性評価の結果</p> <p>本評価事故シーケンスの事象進展を第7.2.1.2.4図及び第7.2.1.2.5図に、原子炉容器内水位等の1次冷却系パラメータの推移を第7.2.1.2.6図及び第7.2.1.2.7図に、原子炉格納容器圧力及び温度等の原子炉格納容器パラメータの推移を第7.2.1.2.8図から第7.2.1.2.11図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い1次冷却材ポンプの母線電圧が低下することで「1次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉が自動停止する。また、すべての給水機能が喪失することにより蒸気発生器水位が低下し、1次冷却材圧力及び温度が上昇して加圧器安全弁が動作する。この間、1次冷却材の漏えいが継続することで、徐々に原子炉容器内水位が低下し、事象発生の約3.1時間後に炉心溶融に至る。</p> <p>(添付資料7.2.1.1.5)</p> <p>さらに、炉心溶融開始の10分後、事象発生の約3.3時間後に加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧を開始するとともに、炉心溶融開始の30分後、事象発生の約3.6時間後に代替格納容器スプレイポンプによる代</p>	<p>【大飯】 設備の相違</p> <p>【高浜】 評価結果の相違</p>

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>器スプレイを開始することにより、原子炉格納容器内を冷却し、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力を下回るよう原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。</p> <p>(添付資料 3.1.1.13)</p> <p>事象発生の約16時間後に代替格納容器スプレイを停止することで、原子炉格納容器圧力及び温度は一時的に上昇するものの、事象発生の約18時間後から代替格納容器スプレイを再開することで低下に転じる。</p> <p>その後、事象発生の24時間後に大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を開始することで、原子炉格納容器内を冷却し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。</p> <p>なお、本評価事故シーケンスでは1次冷却材圧力を高く保持するために、原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいはRCPシール部からのシールリークのみを想定していることから、1次冷却材が高温となり、原子炉容器ふたフランジ及び高温側配管から漏えいすることも考えられるが、現実的には最初にRCPシールLOCAが発生することで1次冷却材の減温、減圧が進み、事象進展が緩和される。</p>	<p>プレイを開始することにより、原子炉格納容器内を冷却し、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力を下回るよう原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。</p> <p>(添付資料3.1.1.13)</p> <p>その後、事象発生の24時間後に大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を開始し、原子炉格納容器圧力及び温度ともに事象発生の約41時間後に低下に転じる。</p> <p>なお、本評価事故シーケンスでは1次冷却材圧力を高く保持するために、原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいはRCPシール部からのシールリークのみを想定していることから、1次冷却材が高温となり、原子炉容器ふたフランジ及び高温側配管から漏えいすることも考えられるが、現実的には最初にRCPシールLOCAが発生することで1次冷却材の減温、減圧が進み、事象進展が緩和される。</p>	<p>て発生した水蒸気等が放出されるため、格納容器圧力及び温度は上昇する。</p> <p>事象発生から24時間経過した時点で、代替循環冷却系による格納容器除熱を開始する。代替循環冷却系により、原子炉圧力容器は破断口より原子炉冷却材が流出することで溢水状態となり、格納容器は除熱効果により格納容器圧力及び温度の上昇が抑制され、その後、徐々に低下する。</p> <p>(添付資料 3.1.2.4)</p>	<p>替格納容器スプレイを開始することにより、原子炉格納容器内を冷却し、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力を下回るよう原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。</p> <p>(添付資料7.2.1.1.13)</p> <p>事象発生の約18時間後に代替格納容器スプレイを停止することで、原子炉格納容器圧力及び温度は一時的に上昇するものの、事象発生の約18時間後から代替格納容器スプレイを再開することで低下に転じる。</p> <p>その後、事象発生の24時間後に可搬型大型送水ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を開始することで、原子炉格納容器内を冷却し、原子炉格納容器圧力及び温度ともに事象発生の約45時間後に低下に転じる。</p> <p>なお、本評価事故シーケンスでは1次冷却材圧力を高く保持するために、原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいはRCPシール部からのシールリークのみを想定していることから、1次冷却材が高温となり、原子炉容器蓋フランジ及び高温側配管から漏えいすることも考えられるが、現実的には最初にRCPシールLOCAが発生することで1次冷却材の減温、減圧が進み、事象進展が緩和される。</p>	<p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大飯】 記載表現の相違 ・泊と高浜は自然対流冷却開始後にCV圧力及び温度のピークが発生する</p> <p>【高浜】 解除結果の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大阪発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(添付資料 3.1.2.2、3.1.2.3、3.1.2.4)</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉格納容器圧力は第3.1.2.8図に示すとおり、代替格納容器スプレイにより事象発生約18時間後に最高値約0.41MPa[gage]となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍(0.78MPa[gage])を下回る。</p>	<p>(添付資料3.1.2.2、3.1.2.3、3.1.2.4)</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉格納容器圧力は第3.1.2.2.5図に示すとおり、格納容器内自然対流冷却により事象発生約41時間後に最高値約0.345MPa[gage]となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍(0.566MPa[gage])を下回る。</p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>格納容器圧力は、第3.1.2.9図に示すとおり、格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため上昇するが、代替循環冷却系による格納容器除熱を行うことにより、圧力上昇は抑制される。その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は約0.536MPa[gage]となり、格納容器の限界圧力0.854MPa[gage]を超えない。</p> <p>なお、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力が最大となる事象発生約24時間後において、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素は、格納容器内の非凝縮性ガスに占める割合の1%以下*2であるため、その影響は無視し得る程度である。</p> <p>※2 格納容器圧力が最大値の約0.536MPa[gage]を示す事象発生から約24時間後の格納容器内の非凝縮性ガス(水素、酸素及び窒素)の物質量は約$6 \times 10^6 \text{mol}$であり、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素の物質量の和は約$5 \times 10^3 \text{mol}$以下である。これが仮にドライウエルよりも体積の小さいサブプレッションチェンバの気相部に集中するものとしても、そのサブプレッションチェンバでの分圧は0.01MPa[abs]未満であることから、水の放射線分解によって発生する水素及び酸素が格納容器</p>	<p>(添付資料7.2.1.2.2、7.2.1.2.3、7.2.1.2.4)</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉格納容器圧力は、第7.2.1.2.8図に示すとおり、格納容器内自然対流冷却により事象発生約45時間後に最大値約0.347MPa[gage]となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の最大値は、原子炉格納容器の限界圧力0.566MPa[gage]を超えない。</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・再循環ユニットの除熱特性の違いなどにより泊、高浜は最高値が自然対流冷却開始後に現れるが、大阪は自然対流冷却開始前に現れる</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>原子炉格納容器雰囲気温度は第3.1.2.9図に示すとおり、代替格納容器スプレイにより事象発生約18時間後に最高値約144℃となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は200℃を下回る。</p>	<p>原子炉格納容器雰囲気温度は第3.1.2.2.6図に示すとおり、格納容器内自然対流冷却により事象発生約41時間後に最高値約138℃となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は200℃を下回る。</p>	<p>圧力に与える影響は無視し得る程度と考えられる。</p> <p>格納容器温度は、第3.1.2.10図に示すとおり、格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため上昇し、代替循環冷却系による格納容器除熱を行うことによって、温度上昇は抑制される。その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最高値は約178℃となり、格納容器の限界温度200℃を超えない。</p> <p>第3.1.2.5図に示すとおり、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、第3.1.2.9図及び第3.1.2.10図に示すとおり、24時間後に開始する代替循環冷却系の運転により、格納容器除熱に成功し、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。事象を通じて格納容器の限界圧力に到達せず、原子炉格納容器フィルタベント系を使用することなく、格納容器が過圧・過温破損に至らないことを確認した。</p> <p>本評価では、「1.2.2.2有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)、(2)及び(7)の評価項目について、対策の有効性を確認した。(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの蓄積については、ジルコニウム-水反応等によって発生した可燃性ガスの蓄積を考慮しても、格納容器が過圧・過温破損に至らないことをもって、その影響について確認した。ま</p>	<p>原子炉格納容器雰囲気温度は、第7.2.1.2.9図に示すとおり、格納容器内自然対流冷却により事象発生約45時間後に最高値約141℃となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最高値は、原子炉格納容器の限界温度200℃を超えない。</p>	<p>【大飯、高浜】 解除結果の相違 ・再循環ユニットの除熱特性の違いなどにより泊、高浜は最高値が自然対流冷却開始後に現れるが、大飯は自然対流冷却開始前に現れる</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【再掲】</p> <p>原子炉格納容器内の水素分圧（絶対圧）は第3.1.2.10図に示すとおり、全圧約0.5MPa[abs]に対して約0.02MPa[abs]である。また、全炉心のジルコニウム量の75%と水の反応</p>	<p>【再掲】</p> <p>原子炉格納容器内の水素分圧（絶対圧）は第3.1.2.7図に示すとおり、全圧約0.4MPa[abs]に対して約0.02MPa[abs]である。また、全炉心のジルコニウム量の75%と水の反応</p>	<p>た、(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの燃焼については、「3.4 水素燃焼」において、酸素濃度が可燃限界に至らないことをもって、可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認している。</p> <p>(添付資料 3.1.2.5, 3.1.2.6, 3.1.3.2)</p> <p>なお、格納容器が健全であるため、格納容器から原子炉建屋への放射性物質の漏えい量は制限され、また、大気中へはほとんど放出されないものと考えられる。これは、原子炉建屋内に漏えいした放射性物質は、原子炉建屋内で時間減衰し、また、粒子状放射性物質は、原子炉建屋内の重力沈降や水蒸気の凝縮に伴い、原子炉建屋内に沈着すると考えられるためである。</p> <p>原子炉建屋内での放射性物質の時間減衰及び粒子状放射性物質の除去効果等を保守的に考慮せず、原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいを想定した場合、漏えい量は約9.9×10^{11}Bq（7日間）となり、100TBqを下回る。</p> <p>事象発生からの7日間以降、Cs-137の漏えいが継続した場合の影響評価を行ったところ、約1.0TBq(30日間)及び約1.0TBq(100日間)であり、100TBqを下回る。</p> <p>(添付資料 3.1.2.7, 3.1.2.8)</p> <p>【再掲】</p> <p>格納容器温度は、第3.1.2.10図に示すとおり、格納容器内に崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気等が放出されるため上昇し、代替循環冷却系による格納容器除熱を行うことに</p>	<p>原子炉格納容器内の水素分圧（絶対圧）は第7.2.1.2.10図に示すとおり、全圧約0.4MPa[abs]に対して約0.02MPa[abs]である。また、全炉心のジルコニウム量の75%と水の反応</p>	<p>【以叙】</p> <p>格納結果の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大阪発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>により発生する水素と水の放射線分解等により発生する水素発生量を、静的触媒式水素再結合装置により処理した場合の発熱量は、炉心崩壊熱の約2%と小さい。したがって、水素の蓄積を考慮しても原子炉格納容器バウダリにかかる圧力及び温度は原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍(0.78MPa[gage])及び200℃を下回る。</p> <p>(添付資料 3.1.1.16)</p> <p>「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(3)に示す評価項目については、本評価事故シーケンスより炉心溶融が早く、事象進展中は原子炉格納容器圧力が高く推移し、環境に放出される放射性物質が多くなる「3.1.1 格納容器過圧破損」において評価項目を満足することを確認する。</p>	<p>により発生する水素と水の放射線分解等により発生する水素発生量を、静的触媒式水素再結合装置により処理した場合の発熱量は、炉心崩壊熱の約2%と小さい。したがって、水素の蓄積を考慮しても原子炉格納容器バウダリにかかる圧力及び温度は原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍(0.566MPa[gage])及び200℃を下回る。</p> <p>(添付資料3.1.1.16)</p> <p>「1.2.2(2) 有効性を確認するための評価項目の設定」のc.に示す評価項目については、本評価事故シーケンスより炉心溶融が早く、事象進展中は原子炉格納容器圧力が高く推移し、環境に放出される放射性物質が多くなる「3.1.1 格納容器過圧破損」において評価項目を満足することを確認する。</p>	<p>よって、温度上昇は抑制される。その結果、原子炉格納容器バウダリにかかる温度の最高値は約 178℃となり、格納容器の限界温度 200℃を超えない。</p> <p>【再掲】</p> <p>本評価では、「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)、(2)及び(7)の評価項目について、対策の有効性を確認した。(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの蓄積については、ジルコニウム-水反応等によって発生した可燃性ガスの蓄積を考慮しても、格納容器が過圧・過温破損に至らないことをもって、その影響について確認した。また、(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの燃焼については、「3.4 水素燃焼」において、酸素濃度が可燃限界に至らないことをもって、可燃性ガスの燃焼が生じないことを確認している。</p>	<p>により発生する水素と水の放射線分解等により発生する水素発生量を、原子炉格納容器内水素処理装置により処理した場合の発熱量は、炉心崩壊熱の約2%と小さい。したがって、水素の蓄積を考慮しても原子炉格納容器バウダリにかかる圧力の最大値及び温度の最高値は、原子炉格納容器の限界圧力0.566MPa[gage]及び限界温度200℃を超えない。</p> <p>(添付資料7.2.1.1.16)</p> <p>本評価では、「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)、(2)及び(7)の評価項目について、対策の有効性を確認した。(7)の評価項目のうち、可燃性ガスの蓄積については、ジルコニウム-水反応等によって発生した可燃性ガスの蓄積を考慮しても、原子炉格納容器が過温破損に至らないことをもって、その影響について確認した。</p> <p>「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(3)の評価項目については、本評価事故シーケンスより炉心溶融が早く、事象進展中は原子炉格納容器圧力が高く推移し、環境に放出される放射性物質が多くなる「7.2.1.1 格納容器過圧破損」にて評価項目を満足することを確認している。</p>	<p>【大阪】 設備の相違</p> <p>【大阪、高岡】 記載方針の相違 (女川核種の反映)</p> <p>【大阪、高岡】 記載表現の相違 (女川核種の反映)</p>

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(4)に示す評価項目については、本評価事故シーケンスと「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の評価事故シーケンスが同一であることから、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、評価項目を満足することを確認する。</p> <p>「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(5)及び(8)に示す評価項目については、本評価事故シーケンスより炉心溶融及び原子炉容器破損時間が早く、炉心崩壊熱が高い状態で原子炉下部キャビティに落下し、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用による原子炉格納容器圧力の上昇及び溶融炉心によるコンクリート侵食の観点で厳しくなる「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において、評価項目を満足することを確認する。</p> <p>「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(6)に示す評価項目については、格納容器スプレイが作動することで本シーケンスよりも水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなり、また、全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応して水素が発生することを想定した「3.4 水素燃焼」において、評価項目を満足することを確認する。</p> <p>原子炉格納容器内の水素分圧（絶対圧）は第3.1.2.10図に示すとおり、全圧約0.5MPa[abs]に対して約</p>	<p>d. に示す評価項目については、本評価事故シーケンスと「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の評価事故シーケンスが同一であることから、「3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、評価項目を満足することを確認する。</p> <p>e. 及びh. に示す評価項目については、本評価事故シーケンスより炉心溶融及び原子炉容器破損時間が早く、炉心崩壊熱が高い状態で原子炉下部キャビティに落下し、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用による原子炉格納容器圧力の上昇及び溶融炉心によるコンクリート侵食の観点で厳しくなる「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において、評価項目を満足することを確認する。</p> <p>f. に示す評価項目については、格納容器スプレイが作動することで本シーケンスよりも水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなり、また、全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応して水素が発生することを想定した「3.4 水素燃焼」において、評価項目を満足することを確認する。</p> <p>原子炉格納容器内の水素分圧（絶対圧）は第3.1.2.2.7図に示すとおり、全圧約0.4MPa[abs]に対して約</p>		<p>「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(4)の評価項目については、本評価事故シーケンスと「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の評価事故シーケンスが同一であることから、「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」にて評価項目を満足することを確認している。</p> <p>「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(5)及び(8)の評価項目については、本評価事故シーケンスより炉心溶融及び原子炉容器破損時間が早く、炉心崩壊熱が高い状態で原子炉下部キャビティに落下し、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用による原子炉格納容器圧力の上昇及び溶融炉心によるコンクリート侵食の観点で厳しくなる「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて評価項目を満足することを確認している。</p> <p>「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(6)の評価項目については、格納容器スプレイが作動することで本シーケンスよりも水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなり、また、全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応して水素が発生することを想定した「7.2.4 水素燃焼」にて評価項目を満足することを確認している。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川長巻の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川長巻の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川長巻の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載箇所の相違 ・泊3号炉の有効性</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>0.02MPa[abs]である。また、全炉心のジルコニウム量の75%と水の反応により発生する水素と水の放射線分解等により発生する水素発生量を、静的触媒式水素再結合装置により処理した場合の発熱量は、炉心崩壊熱の約2%と小さい。したがって、水素の蓄積を考慮しても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍(0.78MPa[gage])及び200℃を下回る。</p> <p>(添付資料 3.1.1.16)</p> <p>第3.1.2.8図及び第3.1.2.9図に示すとおり、事象発生約18時間後に原子炉格納容器圧力及び温度は低下傾向を示し、原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心及び原子炉格納容器雰囲気は安定して除熱されていることから、安定状態に至る。その後も格納容器内自然対流冷却を継続することにより、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 3.1.2.5)</p>	<p>0.02MPa[abs]である。また、全炉心のジルコニウム量の75%と水の反応により発生する水素と水の放射線分解等により発生する水素発生量を、静的触媒式水素再結合装置により処理した場合の発熱量は、炉心崩壊熱の約2%と小さい。したがって、水素の蓄積を考慮しても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍(0.566MPa[gage])及び200℃を下回る。</p> <p>(添付資料3.1.1.16)</p> <p>第3.1.2.2.5図及び第3.1.2.2.6図に示すとおり、事象発生約41時間後に原子炉格納容器圧力及び温度は低下傾向を示し、原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心及び原子炉格納容器雰囲気は安定して除熱されていることから、安定状態に至る。その後も格納容器内自然対流冷却を継続することにより、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料3.1.2.5)</p>	<p>【再掲】</p> <p>第3.1.2.5図に示すとおり、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、第3.1.2.9図及び第3.1.2.10図に示すとおり、24時間後に開始する代替循環冷却系の運転により、格納容器除熱に成功し、格納容器圧力及び温度の上昇を抑制することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。事象を通じて格納容器の限界圧力に到達せず、原子炉格納容器フィルタベント系を使用することなく、格納容器が過圧・過温破損に至らないことを確認した。</p>	<p>第7.2.1.2.8図及び第7.2.1.2.9図に示すとおり、事象発生約45時間後に原子炉格納容器圧力及び温度は低下傾向を示し、原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心及び原子炉格納容器雰囲気は安定して除熱されていることから、安定状態が確立する。その後も格納容器内自然対流冷却を継続することにより、安定状態を維持できる。</p> <p>(添付資料7.2.1.2.5)</p>	<p>を補綴する評価項目は前段に記載(女川と同様)</p> <p>【大飯、高浜】 解除結果の相違 ・大飯は炉内除熱ユニットの除熱性能が大きく自然対流冷却開始後はCV圧力・温度が低下するため自然対流冷却開始前にCV圧力及び温度のピークが出る</p>

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大阪発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本評価事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却により、原子炉格納容器雰囲気温度を低減することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、炉心損傷を起点とする加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧操作、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作及び原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイの再開操作並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間に差異がある大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の開始操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本評価事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「1.7</p>	<p>3.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>本評価事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却により、原子炉格納容器雰囲気温度を低減することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、炉心損傷を起点とする加圧器逃がし弁による1次系強制減圧操作、恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作及び原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイの再開操作、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間に差異がある大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の開始操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本評価事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、</p>	<p>3.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温・過温破損)」(代替循環冷却系を使用する場合)では、格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、常設代替交流電源設備からの受電操作、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水操作、原子炉補機代替冷却水系運転操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本評価事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、</p>	<p>7.2.1.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)」では、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することが特徴である。</p> <p>また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作及び事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、炉心損傷を起点とする加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧操作、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の開始操作及び原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイの再開操作、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間に差異がある可搬型大型送水ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の開始操作とする。</p> <p>(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価</p> <p>本評価事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、</p>	<p>【大阪、高浜】 評価方針の相違(女川機種の反映)</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違(女川機種の反映)</p> <p>・操作の精緻で、事故の精微について記載</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違(女川機種の反映)</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、炉心溶融時間に対する感度は小さく、また、炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから、炉心溶融開始の10分後に開始するものとしている加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧操作及び炉心溶融開始の30分後に開始するものと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操作に与える影響は小さい。</p>	<p>「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、炉心溶融時間に対する感度は小さく、また、炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから、炉心溶融開始の10分後に開始するものとしている加圧器逃がし弁による1次系強制減圧操作及び炉心溶融開始の30分後に開始するものと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操作に与える影響は小さい。</p>	<p>「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORA実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析（ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析）では、炉心溶融開始時間に与える影響は小さいことを確認している。原子炉注水操作については、ECCS等による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水（電源の確保含む）を行う手順となっており、燃料被覆管温度等を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流の不確かさとして、炉心モデル（炉心水位計算モデル）は、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードSAFERの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードMAAPの評価結果の方が大きく、解析コードSAFERに対して保守的であり、注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析</p>	<p>「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。</p> <p>a. 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、炉心溶融時間に対する感度は小さく、また、炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから、炉心溶融開始の10分後に開始するものとしている加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧操作及び炉心溶融開始の30分後に開始するものとしている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操作に与える影響は小さい。</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>原子炉格納容器における区画間の流動、並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る解析コードの熱水力モデルは、HDR実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について1割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイの再開操作の開始が遅くなる。</p>	<p>原子炉格納容器における区画間・区画内の流動、並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る解析コードの熱水力モデルは、HDR実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について1割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイの再開操作の開始が遅くなる。</p>	<p>コード SAFER の評価結果との差異は小さいことを確認している。原子炉注水操作については、ECCS 等による原子炉への注水機能が喪失したと判断した場合、速やかに低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水(電源の確保含む)を行う手順となっており、原子炉水位を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)は HDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実験体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。本評価事故シーケンスでは、格納容器圧力及び温度を起点に操作開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器各領域間の流動並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さい。本評価事故シーケンスでは、格納容器圧力及び温度を起点に操作開始する運転員等</p>	<p>原子炉格納容器における区画間・区画内の流動、並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る解析コードの熱水力モデルは、HDR実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について1割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイの再開操作の開始が遅くなるが、操作手順(原子炉格納容器最高使用圧力到達の30分後に代替格納容器スプレイを再開)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>【大飯】 記載表現の相違(伊方と同様)</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・運転員等操作時間に与える影響について詳細に記載</p>

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認されているが、原子炉容器破損を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器破損を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認されているが、原子炉容器破損を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損が早まる場合があることが確認されているが、原子炉容器破損を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器破損を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認されているが、原子炉容器破損を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、溶融炉心の挙動モデルはTMI事故についての再現性を確認している。本評価事故シーケンスでは、炉心の損傷状態を起点に操作開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器にお</p>	<p>炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認されているが、原子炉容器破損を起点に操作開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器破損を起点に操作開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認されているが、原子炉容器破損を起点に操作開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器における</p>	<p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大飯】 記載表現の相違</p> <p>【大飯、高浜】</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>炉心損傷後の原子炉容器外の溶融燃料—冷却材相互作用に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の溶融燃料—冷却材相互作用による圧カスパイクに対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器外の溶融燃料—冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>炉心損傷後の原子炉容器外の溶融燃料—冷却材相互作用に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の溶融燃料—冷却材相互作用による圧カスパイクに対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器外の溶融燃料—冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>ける原子炉圧力容器内 FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルは PHEBUS-FP 実験解析により原子炉圧力容器内への FP 放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP 実験解析では、燃料被覆管破裂後の FP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。本評価事故シークエンスでは、炉心損傷後の原子炉圧力容器内 FP 放出を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内 FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルは ABCOVE 実験解析により格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。本評価事故シークエンスでは、炉心損傷後の格納容器内 FP 挙動を操</p>	<p>1次系内 FP 挙動に係る FP 挙動モデルは、PHEBUS-FP 実験解析により、ギャップ放出のタイミングが適切に模擬されていることを確認している。PHEBUS-FP 実験解析では、燃料被覆管破裂後の FP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。炉心損傷後の1次系内 FP 挙動を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器外FCIに係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の溶融燃料—冷却材相互作用による圧カスパイクに対する感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器外の溶融燃料—冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP 挙動に係る FP 挙動モデルは、ABCOVE 実験解析により、エアロゾル沈着挙動をほぼ適正に評価できることを確認している。炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP 挙動を操作開始の起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える</p>	<p>記載方針の相違 (女川(緑字の反映))</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違 ・資料間の記載の統一</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 (女川(緑字の反映))</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、下部プレナムへのリロケーション開始時間が14分程度早まるが、炉心熔融開始から原子炉容器破損まで3時間程度あり、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、下部プレナムへのリロケーション開始時間が14分程度早まるが、炉心熔融開始から原子炉容器破損まで3時間程度あり、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(添付資料3.1.2.9)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI事故についての再現性及びCORA実験についての再現性を確認している。炉心ヒートアップの感度解析(ジルコニウム-水反応速度の係数についての感度解析)では、格納容器圧力及び温度への影響は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離(水位変化)・対向流の不確かさとして、炉心モデル(炉心水位計算モデル)は、原子炉水位挙動について原子炉圧力容器内のモデルが精緻である解析コードSAFERの評価結果との比較により水位低下幅は解析コードMAAPの評価結果の方が大きく、解析コードSAFERに対して保守的であり、注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は解析コードSAFERの評価結果との差異は小さいことを確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>影響はない。</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードの炉心ヒートアップモデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップに係る感度解析では、下部プレナムへのリロケーション開始時間が14分程度早まるが、炉心熔融開始から原子炉容器破損まで3時間程度あり、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>原子炉格納容器における区画間の流動、並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る解析コードの熱水力モデルは、HDR実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について1割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認されているが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>原子炉格納容器における区画間・区画内の流動、並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る解析コードの熱水力モデルは、HDR実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について1割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損が早まる場合があることが確認されているが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>原子炉格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR 実験解析では区画によって格納容器温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWR の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認された不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び温度の傾向を適切に再現できていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF 実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション及び構造材との熱伝達の不確かさとして、溶融炉心の挙動モデルはTMI 事故についての再現性を確認している。また、炉心ノード崩壊のパラメータを低下させた感度解析により炉心溶融開始時間に与える影響は小さいことを確認しており、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>原子炉格納容器における区画間・区画内の流動、並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導に係る解析コードの熱水力モデルは、HDR実験解析等の結果から、原子炉格納容器圧力について1割程度高く、原子炉格納容器雰囲気温度について十数℃高く評価する不確かさを持つことを確認している。よって、不確かさを考慮すると、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は解析結果に比べて低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まる場合があることが確認されているが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>【大飯】 記載表現の相違 (伊方と同様)</p> <p>【高浜】 記載表現の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器における原子炉容器破損・溶融に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認されているが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器外にお</p>	<p>炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認されているが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器外にお</p>	<p>炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器内 FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルは PHEBUS-FP 実験解析により原子炉圧力容器内への FP 放出の開始時間を適切に再現できることを確認している。PHEBUS-FP 実験解析では、燃料被覆管破裂後の FP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。</p>	<p>炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達に係る感度解析により、原子炉容器破損時間に対する感度が小さいことが確認されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融に係る解析コードの溶融炉心挙動モデルは、原子炉容器破損の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みを低下させた条件における感度解析により、原子炉容器破損がわずかに早まることが確認されているが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分に注水されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器における1次系内 FP 挙動に係る FP 挙動モデルは、PHEBUS-FP 実験解析により、ギャップ放出のタイミングが適切に模擬されていることを確認している。PHEBUS-FP 実験解析では、燃料被覆管破裂後の FP 放出について実験結果より急激な放出を示す結果が確認されたが、小規模体系の模擬性が原因と推測され、実機の大規模な体系においてこの種の不確かさは小さくなると推定される。</p> <p>炉心損傷後の原子炉容器外FCIに</p>	<p>【大飯】 記載表現の相違</p> <p>【大飯、高川】 記載方針の相違（女川記載の反映）</p> <p>【大飯、高川】</p>

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>る溶解燃料-冷却材相互作用に係る解析コードの溶解炉心挙動モデルは、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の溶解燃料-冷却材相互作用による圧力スパイクに対する感度が小さいことが確認されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>る溶解燃料-冷却材相互作用に係る解析コードの溶解炉心挙動モデルは、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の溶解燃料-冷却材相互作用による圧力スパイクに対する感度が小さいことが確認されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉格納容器内 FP 挙動の不確かさとして、核分裂生成物(FP)挙動モデルは ABCOVE 実験解析により格納容器内のエアロゾル沈着挙動を適正に評価できることを確認している。本評価事故シークエンスでは、代替循環冷却系の運転により格納容器ベントを回避できることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>(添付資料 3.1.2.9)</p>	<p>係る解析コードの溶解炉心挙動モデルは、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析により、原子炉容器外の溶解燃料-冷却材相互作用による圧力スパイクに対する感度が小さいことが確認されていることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP 挙動に係る FP 挙動モデルは、ABCOVE 実験解析により、エアロゾル沈着挙動をほぼ適正に評価できることを確認していることから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>記載表現の相違 ・資料欄の記載の統一 【大飯、高浜】 記載方針の相違 (女川) (緑字)</p>
<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第3.1.2.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定をしている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱、原子炉格納容器自由体積、ヒートシンク及び格納容器再循環ユニッ</p>	<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第3.1.2.2.1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等の最確値とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定をしている。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱(標準値)、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンク(標準値)、並びに</p>	<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第3.1.2.2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p>	<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価 a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.2.1.2.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱、原子炉格納容器自由体積、ヒートシンク及び格納容器再循環ユニッ</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違 (女川) (緑字) 【高浜】 記載内容の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>格納容器再循環ユニットの除熱特性を最確値とした場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、格納容器内自然対流冷却の開始後に原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合、格納容器再循環ユニットの除熱性能が低下するため、原子炉格納容器圧力はわずかに高く推移するが、格納容器内自然対流冷却の開始後に原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操</p>	<p>蒸気発生器2次側保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している保有水量より多くなるため、2次系からの冷却により、炉心損傷を起点とする加圧器逃がし弁による1次系強制減圧操作及び恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ操作の開始が遅くなる。また、蒸気発生器2次側保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している保有水量より多くなるため、原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイの再開操作の開始が遅くなる。</p> <p>格納容器再循環ユニットの除熱特性を最確値とした場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、格納容器内自然対流冷却の開始後に原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合、除熱性能が低下するため、原子炉格納容器圧力はわずかに高く推移するが、格納容器内自然対流冷却の開始後に原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時</p>	<p>やかに注水手段を準備すること)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなる。冠水後の操作として冠水維持可能な注水量に制御することから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の代替循環冷却系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、操作手順に変わりはないことから、運転員等操作時</p>	<p>ブレイを再開)に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>機器条件の格納容器再循環ユニットの除熱特性について、粗フィルタを取り外した場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、格納容器内自然対流冷却の開始後に原子炉格納容器圧力を起点に操作開始とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合、格納容器再循環ユニットの除熱性能が低下するため、原子炉格納容器圧力はわずかに高く推移するが、格納容器内自然対流冷却の開始後に原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操</p>	<p>間に与える影響について詳細に記載</p> <p>【高浜】 評価方針の相違 ・泊は個別解析のため不確かさの最終評価の対象外(大飯と同様)</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊は大飯、高浜と同様に粗フィルタを取り外した状態で感度解析を実施しているため、感度解析における評価条件を明確にする(伊方と同様)</p> <p>【高浜】 記載表現の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、また、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクを最確値とした場合、解析条件で設定している原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクより大きくなるため、原子炉格納容器雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>間に与える影響はない。</p> <p>加圧器逃がし弁個数を最確値とした場合、解析条件で設定している個数よりも多くなるため、加圧器逃がし弁の開放時における放出流量が大きく、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇幅が大きくなるが、代替格納容器スプレイにより上昇は抑制される。また、原子炉格納容器への放出エネルギーの総量は加圧器逃がし弁の個数によらないため、その後の原子炉格納容器圧力及び温度の挙動への影響はわずかであり、原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイの再開操作に与える影響は小さい。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、また、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクを最確値とした場合、解析条件で設定している原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクより大きくなるため、原子炉格納容器雰囲気温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>蒸気発生器2次側保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定</p>	<p>間に与える影響はない。 (添付資料 3.1.2.9, 3.1.2.10)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件の燃焼度 33GWd/t に対応したものとしており、その最確条件は平均的燃焼度約 31GWd/t であり、解析条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、解析条件で設定している崩壊熱よりも小さくなるため、発生する蒸気量は少なくなり、原子炉水位の低下は緩和され、それに伴う原子炉冷却材の放出も少なくなることから、格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなるが、格納容器圧力及び温度の上昇は代替循環冷却系により抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する</p>	<p>作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の原子炉停止後の炉心崩壊熱を最確条件とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、また、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクを最確条件とした場合、解析条件で設定している原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクより大きくなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p>	<p>【高浜】 評価方針の相違 ・泊3号炉解析のため不確かさの影響評価の対象外（大飯と同様）</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 (伊方と同様)</p> <p>【高浜】 評価方針の相違</p>

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>格納容器再循環ユニットの除熱特性を最確値とした場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなる。格納容器再循環ユニットの除熱特性を設計値（1基当たりの除熱特性：100℃～約168℃、約6.7MW～約13.0MW）とした場合の感度解析の結果を第3.1.2.12図及び第3.1.2.13図に示す。その結果、事象発生の24時間後に格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却が開始されることにより、原子炉格納容器圧力及び温度上昇が緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを確認した。</p> <p>また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合は、格納容器再循環ユニットの除熱性能が低下するが、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 (添付資料2.4.6、添付資料3.1.1.20)</p>	<p>している保有水量より多くなるため、2次系からの冷却により原子炉格納容器への放出エネルギーが小さくなり、原子炉格納容器圧力及び温度上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>格納容器再循環ユニットの除熱特性を最確値とした場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなる。格納容器再循環ユニットの除熱特性を設計値（1基当たりの除熱特性：100℃～約155℃、約6.6MW～約11.7MW）とした場合の感度解析の結果を第3.1.2.3.1図及び第3.1.2.3.2図に示す。その結果、事象発生の24時間後に格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却が開始されることにより、原子炉格納容器圧力及び温度上昇が緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを確認した。</p> <p>(添付資料2.4.8)</p> <p>また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合は、除熱性能が低下するが、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 (添付資料3.1.1.20)</p> <p>加圧器逃がし弁個数を最確値とした場合、解析条件で設定してい</p>	<p>余裕は大きくなる。</p> <p>初期条件の原子炉水位、炉心流量、サブプレッションプール水位及び格納容器圧力は、解析条件の不確かさとして、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与え得るが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>事故条件の起因事象は、解析条件の不確かさとして、E-LOCAを考慮した場合、原子炉冷却材の流出量が増加することにより炉心損傷開始等が早くなるが、格納容器へ放出されるエネルギーは大破断LOCAの場合と同程度であり、第3.1.2.13図及び第3.1.2.14図に示すとおり、格納容器圧力は0.854MPa[gage]、原子炉格納容器バウダリにかかる温度は200℃を下回っていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合(注水特性(設計値)の保守性)、原子炉水位の回復は早くなり、格納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなるが、格納容器圧力及び温度の上昇に有意な影響を与えないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の代替循環冷却系は、解析条件の不確かさとして、実際の注水量が解析より多い場合、格</p>	<p>機器条件の格納容器再循環ユニットの除熱特性について、粗フィルタを取り外した場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は遅くなる。格納容器再循環ユニットの除熱特性として粗フィルタの取り外しを考慮（1基当たりの除熱特性：100℃～約155℃、約4.4MW～約7.6MW）した場合の感度解析の結果を第7.2.1.2.12図及び第7.2.1.2.13図に示す。その結果、事象発生の24時間後に格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却が開始されることにより、原子炉格納容器圧力及び温度上昇が緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。</p> <p>また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合は、格納容器再循環ユニットの除熱性能が低下するが、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。 (添付資料7.1.4.7、7.2.1.1.20)</p>	<p>・泊は個別解析のため不確かさの影響評価の対象外(大飯と同様)</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違</p> <p>・泊は大飯、高浜と同様に粗フィルタを取り外した状態で感度解析を実施しているため、感度解析における評価条件を明確化する(伊方と同様)</p> <p>【大飯、高浜】 設備の相違</p> <p>【高浜】 記載方針の相違</p> <p>【高浜】 評価方針の相違</p>

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p> <p>加圧器逃がし弁の開操作は、第3.1.2.3図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p>	<p>る個数よりも多くなるため、加圧器逃がし弁の開放時における放出流量が大きく、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇幅が大きくなるが、代替格納容器スプレイにより抑制される。また、原子炉格納容器への放出エネルギーの総量は加圧器逃がし弁の個数によらないため、その後の原子炉格納容器圧力及び温度の挙動への影響はわずかであり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響、並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響を評価する。</p> <p>(a) 要員の配置による他の操作に与える影響</p> <p>加圧器逃がし弁の開操作は、第3.1.2.1.3図に示すとおり、中央制御室での操作であり、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【参考：女川「高圧注水・減圧機能喪失」】</p>	<p>納容器圧力及び温度上昇の抑制効果は大きくなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料 3.1.2.9, 3.1.2.10)</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水操作は、解析上の注水開始時間として事象発生から25分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水準備の操作時間は、常設代替交流電源設備からの受電操作完了後に実施するため、受電操作の影響を受</p>	<p>泊3号炉</p> <p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の加圧器逃がし弁の開操作は、解析上の加圧器逃がし弁の開操作として炉心溶融開始の10分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実際の操作においては、炉心損傷の判断後、準備が完了した段階で実施することとなっているため、操作開始が早まる可能性があることから運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p>	<p>・泊3号炉の格納容器の過温破損の発生に及ぼす影響の評価の対象外(大飯と同様)</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違(女川長崎の反映)</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違(女川長崎の反映)</p>

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>代替格納容器スプレイの開始操作は、第3.1.2.3図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>代替格納容器スプレイの停止及び再開操作は、代替格納容器スプレイ開始操作と同一運転員等による操作であり、事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p>	<p>なお、この操作を行う運転員は、他の操作との重複がないことから、操作開始時間が早まっても、他の運転員等の操作時間に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】</p> <p>代替格納容器スプレイの開始操作は、第3.1.2.1.3図に示すとおり、中央制御室及び現場での操作であるが、同一の運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【参考：女川「高圧注水・減圧機能喪失」】</p> <p>なお、この操作を行う運転員は、他の操作との重複がないことから、操作開始時間が早まっても、他の運転員等の操作時間に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】</p> <p>代替格納容器スプレイの停止及び再開操作は、代替格納容器スプレイ開始操作と同一運転員等による操作であり、事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>【参考：女川「高圧注水・減圧機能喪失」】</p> <p>なお、この操作を行う運転員は、</p>	<p>け、原子炉への注水開始時間も早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の原子炉補機代替冷却水系の運転操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から24時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉補機代替冷却水系の準備は、事象発生10時間後に作業を開始し、作業時間に14時間を想定することで、合計24時間を想定しているが、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の代替循環冷却系による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として事象発生から24時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、代替循環冷却系の運転は事象発生24時間後に開始することとしているが、時間余裕を含めて設定されているため操作の不確かさが操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。また、本操作の操作開始時間は、原子炉補機代替冷却水系の準備時間を考慮して設定したものであり、原子炉補機</p>	<p>なお、この操作を行う運転員等は、他の操作との重複がないことから、操作開始時間が早まっても、他の運転員等の操作時間に与える影響はない。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイの開始操作は、解析上のスプレイ開始時間として炉心溶融開始の30分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実際の操作においては、炉心損傷の判断後、準備が完了した段階で実施することとなっているため、操作開始が早まる可能性があることから運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>なお、この操作を行う運転員等は、他の操作との重複がないことから、操作開始時間が早まっても、他の運転員等の操作時間に与える影響はない。</p> <p>操作条件の代替格納容器スプレイの再開操作は、解析上の操作開始時間として原子炉格納容器最高使用圧力到達の30分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実際の操作においては、原子炉格納容器最高使用圧力到達の判断後、準備が完了した段階で実施することとなっているため、操作開始が早まる可能性があることから運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>なお、この操作を行う運転員等は、</p>	<p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川員録の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川員録の反映） ・停止操作は事象進展で大きな影響を及ぼす操作ではないことから不確かさの影響評価の対象外としていることから記載しない</p>

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>格納容器内自然対流冷却の操作は、第3.1.2.3図に示すとおり、現場での操作であるが、同一運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心損傷を起点とする加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧操作は、炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、炉心損傷開始が遅くなることで操作開始が遅くなるが、炉心崩壊熱の減少により原子</p>	<p>他の操作との重複がないことから、操作開始時間が早まっても、他の運転員等の操作時間に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】</p> <p>格納容器内自然対流冷却の操作は、第3.1.2.1.3図に示すとおり、現場操作であるが、同一運転員等による事象進展上重複する操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心損傷を起点とする加圧器逃がし弁による1次系強制減圧操作は、炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、炉心損傷開始が遅くなることで操作開始が遅くなるが、炉心崩壊熱の減少により原子炉</p>	<p>代替冷却水系の操作開始時間が早まれば、本操作の操作開始時間も早まる可能性があり、代替循環冷却系の運転開始時間も早まることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料3.1.2.9)</p> <p>【参考：全交流動力電源喪失(TBU)】</p> <p>操作条件の高圧代替注水系による原子炉注水操作は、解析上の操作開始時間として事象発生15分後に注水開始を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、高圧注水機能喪失の認知に係る確認時間及び高圧代替注水系による原子炉注水の操作時間は、時間余裕を含めて設定されており、原子炉への注水開始時間も早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>なお、この操作を行う運転員は、他の操作との重複がないことから、操作開始時間が早まっても、他の運転員等の操作時間に与える影響はない。</p> <p>【ここまで】</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電及び低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、常設代替交流電源設備からの受電操作について、解析上の原子炉注水開始時間(25分後)は</p>	<p>他の操作との重複がないことから、操作開始時間が早まっても、他の運転員等の操作時間に与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器内自然対流冷却の操作は、解析上の操作開始時間として事象発生24時間後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、格納容器内自然対流冷却の開始操作は、事象発生24時間後であり、格納容器内自然対流冷却の準備操作はあらかじめ実施可能である。また、格納容器内自然対流冷却の操作時間は時間余裕を含めて設定されており、格納容器内自然対流冷却の開始時間も早まる可能性があることから、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。</p> <p>なお、この操作を行う運転員等は、他の操作との重複がないことから、操作開始時間が早まっても、他の運転員等の操作時間に与える影響はない。</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の炉心損傷を起点とする加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、炉心崩壊熱を最確条件とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、炉心損傷開始が遅くなること</p>	<p>【大飯、高浜】 評価方針の相違(女川員職の反映)</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違(女川員職の反映)</p>

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>炉格納容器に放出されるエネルギーも小さくなるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、「3.1.2.3(3) 操作時間余裕の把握」において、炉心溶融開始の20分後に加圧器逃がし弁を開操作した場合の感度解析により操作時間余裕を確認しており、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心損傷を起点とす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の開始操作は、炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、炉心損傷開始が遅くなることで操作開始が遅くなるが、炉心崩壊熱の減少により原子炉格納容器に放出されるエネルギーも小さくなるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作は、実際の操作においては、炉心損傷の判断後、準備が完了した段階で実施することとなっているため、操作開始が早まる可能性がある。操作開始が早くなった場合は代替格納容器スプレイの継続時間が長くなることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>格納容器に放出されるエネルギーも小さくなるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、「(3) 操作時間余裕の把握」において、炉心溶融開始の20分後に加圧器逃がし弁を開放した場合の感度解析により操作時間余裕を確認しており、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心損傷を起点とす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の開始操作は、炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、炉心損傷開始が遅くなることで操作開始が遅くなるが、炉心崩壊熱の減少により原子炉格納容器に放出されるエネルギーも小さくなるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作は、実際の操作においては、炉心損傷の判断後、準備が完了した段階で実施することとなっているため、操作開始が早まる可能性がある。操作開始が早くなった場合は代替格納容器スプレイの継続時間が長くなることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>準備操作に時間余裕を含めて設定されており、原子炉水位の回復は早くなる可能性があるが、ジルコニウム-水反応量により発熱量が増加する等の影響があるため、格納容器圧力及び温度の上昇に大きな差異はない。</p> <p>操作条件の原子炉補機代替冷却水系の起動操作は、運転員等操作時間に与える影響として、準備操作が想定より短い時間で完了する可能性があり、格納容器の圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>操作条件の代替循環冷却系による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉補機代替冷却水系の操作開始時間が早まった場合には、本操作も早まる可能性があり、格納容器圧力及び温度を早期に低下させる可能性があることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。</p> <p>(添付資料3.1.2.9)</p> <p>【参考：崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）】</p>	<p>で操作開始が遅くなるが、炉心崩壊熱の減少により原子炉格納容器に放出されるエネルギーも小さくなるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、「7.2.1.2.3(3) 操作時間余裕の把握」において、炉心溶融開始の20分後に加圧器逃がし弁を開操作した場合の感度解析により操作時間余裕を確認しており、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の炉心損傷を起点とする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の開始操作は、運転員等操作時間に与える影響として、炉心崩壊熱を最確条件とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、炉心損傷開始が遅くなることで操作開始が遅くなるが、炉心崩壊熱の減少により原子炉格納容器に放出されるエネルギーも小さくなるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の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の開始操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実際の操作においては、炉心損傷の判断後、準備が完了した段階で実施することとなっているため、操作開始が早まる可能性がある。操作開始が早くなった場合は代替格納容器スプレイの継続時間が長くなることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川長崎の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川長崎の反映）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破壊

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>原子炉格納容器の最高使用圧力到達後に再開する代替格納容器スプレイの再開操作は、炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器圧力の上昇が遅くなることで操作開始が遅くなるが、本操作開始の起点となる原子炉格納容器圧力は同一であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>格納容器内自然対流冷却の開始が早くなる場合、原子炉格納容器圧力及び温度の抑制効果の大きい代替格納容器スプレイを早く停止することとなるため、原子炉格納容器圧力は高く推移するが、「2.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」においては、より炉心崩壊熱の高い事象発生の約9.1時間後に格納容器内自然対流冷却を実施する場合の成立性を確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>原子炉格納容器の最高使用圧力到達後に再開する代替格納容器スプレイの再開操作は、炉心崩壊熱を最確値とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器圧力の上昇が遅くなることで操作開始が遅くなるが、本操作開始の起点となる原子炉格納容器圧力は同一であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>格納容器内自然対流冷却の開始が早くなる場合、原子炉格納容器圧力及び温度の抑制効果の大きい代替格納容器スプレイを早く停止することとなるため、原子炉格納容器圧力は高く推移するが、「2.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」においては、より炉心崩壊熱の高い事象発生の約9.3時間後に格納容器内自然対流冷却を実施する場合の成立性を確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>操作条件の高压炉心スプレイ系水源切替操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定時間より早いことから、この場合、早期に低温の復水貯蔵タンク水が注水されることとなるが、炉心はおおむね冠水維持されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>【ここまで】</p> <p>【参考：崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）】</p> <p>操作条件の原子炉格納容器フィルタベント系等による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>【ここまで】</p>	<p>操作条件の原子炉格納容器の最高使用圧力到達後に再開する代替格納容器スプレイの再開操作は、運転員等操作時間に与える影響として、炉心崩壊熱を最確条件とした場合、解析条件で設定している炉心崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器圧力の上昇が遅くなることで操作開始が遅くなるが、本操作開始の起点となる原子炉格納容器圧力は同一であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>操作条件の格納容器内自然対流冷却の操作は、運転員等操作時間に与える影響として、格納容器内自然対流冷却の開始が早くなる場合、原子炉格納容器圧力及び温度の抑制効果の大きい代替格納容器スプレイを早く停止することとなるため、原子炉格納容器圧力は高く推移するが、「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」においては、より炉心崩壊熱の高い事象発生の約4.0時間後に格納容器内自然対流冷却を実施する場合の成立性を確認していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川以降の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川以降の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 解析結果の相違 ・泊、大飯は大破断LOCAを想定しているのに対して高浜は中破断LOCAの想定のため最高使用圧力到達時間が多い ・また、大飯はCV型式がRCCであるためCV内ヒートシンクの効果が大きい。このため圧力上昇が顕著となり最高使用圧力到達から30分後を実施する自然対流も運</p>

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を評価する。</p> <p>加圧器逃がし弁の開操作の操作時間余裕を確認するため、加圧器逃がし弁の開操作開始を10分遅くした場合の感度解析結果を第3.1.2.14図及び第3.1.2.15図に示す。その結果、原子炉格納容器圧力及び温度はそれぞれ原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍(0.78MPa[gage])及び200℃に対して十分余裕があるため、炉心溶融開始から20分以上の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料 3.1.2.6)</p> <p>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の解析上の開始時間は、事象発生後24時間後であり、格納容器内自然対流冷却の開始とともに代替格納容器スプレイを停止することとしている。大容量ポンプの準備が遅れた場合は、代替格納容器スプレイを継続する必要があるが、格納容器再循環ユニットが水没する水位に到達するまでに停止する必要がある。原子炉格納容器の注水量が4,000m³以下であれば、格納容器再循環ユニットは水没しないことを確認していることから、注水量が4,000m³に到達するまでの時間を評価した。代替格納容器スプレイ開始から連続してスプレイするものとして評価したところ、事象発生後24時間</p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を評価する。</p> <p>加圧器逃がし弁の開操作の操作時間余裕を確認するため、加圧器逃がし弁の開操作開始を10分遅くした場合の感度解析結果を第3.1.2.3.3図及び第3.1.2.3.4図に示す。その結果、原子炉格納容器圧力及び温度はそれぞれ原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍(0.566MPa[gage])及び200℃に対して十分余裕があるため、20分以上の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(添付資料3.1.2.6)</p> <p>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の解析上の開始時間は、事象発生後24時間後であり、格納容器内自然対流冷却の開始とともに代替格納容器スプレイを停止することとしている。大容量ポンプの準備が遅れた場合は、代替格納容器スプレイを継続する必要があるが、格納容器再循環ユニットが水没する水位に到達するまでに停止する必要がある。原子炉格納容器の注水量が6,000m³以下であれば、格納容器再循環ユニットは水没しないことを確認していることから、注水量が6,000m³に到達するまでの時間を評価した。代替格納容器スプレイ開始から連続してスプレイするものとして評価したところ、19時間以上の操作</p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の常設代替交流電源設備からの受電操作及び低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水操作については、第3.1.3.14図から第3.1.3.16図に示すとおり、事象発生から50分後(操作開始時間25分程度の遅れ)までに常設代替交流電源設備からの受電操作を行い低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水が開始できれば、損傷炉心は炉心位置に保持され、原子炉圧力容器は破損せず、評価項目を満足する結果となることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の原子炉補機代替冷却水系運転操作及び代替循環冷却系による格納容器除熱操作については、原子炉補機代替冷却水系運転開始までの時間は、事象発生から24時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。</p> <p>なお、本操作が大幅に遅れるような事態になった場合でも、格納容器の限界圧力に到達しないよう低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)による原子炉注水の継続及び格納容器圧力が0.640MPa[gage]に到達した場合には原子炉格納容器代替スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器スプレイを行うこととなる。原子炉格納容器代替スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器スプレイは、外部水源注水量限界(サプレ</p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握</p> <p>操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の加圧器逃がし弁の開操作の操作時間余裕を確認するため、加圧器逃がし弁の開操作開始を10分遅くした場合の感度解析結果を第7.2.1.2.14図及び第7.2.1.2.15図に示す。その結果、原子炉格納容器圧力及び温度はそれぞれ原子炉格納容器の限界圧力0.566MPa[gage]及び限界温度200℃に対して十分余裕があるため、炉心溶融開始から20分以上の時間余裕がある。</p> <p>(添付資料7.2.1.2.6)</p> <p>操作条件の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の解析上の開始時間は、事象発生後24時間後であり、格納容器内自然対流冷却の開始とともに代替格納容器スプレイを停止することとしている。可搬型大型送水ポンプ車の準備が遅れた場合は、代替格納容器スプレイを継続する必要があるが、格納容器再循環ユニットが水没する水位に到達するまでに停止する必要がある。原子炉格納容器の注水量が6,100m³以下であれば、格納容器再循環ユニットは水没しないことを確認していることから、注水量が6,100m³に到達するまでの時間を評価した。代替格納容器スプレイ開始から連続してスプレイするものとして評価したところ、</p>	<p>くなる</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違(女川長崎の反映)</p> <p>【大飯】 設備の相違 【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大飯、高浜】 設備の相違</p> <p>【大飯、高浜】</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>後から6時間以上の操作時間余裕があることを確認した。 (添付資料 3.1.2.7)</p> <p>(4) 残存デブリ量の不確かさに対する影響評価 大量の残存デブリが存在することを想定し、原子炉容器破損後、破損口から代替格納容器スプレイ水を流入させて炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させることによる残存デブリの冷却性を評価した。その結果、露出した残存デブリの崩壊熱の全量が原子炉格納容器内の蒸気の過熱に寄与するという保守的な条件においても、露出した残存デブリが全溶解炉心の19%以下であれば、その崩壊熱は原子炉格納容器内で発生する水分量をすべて蒸発させるために必要なエネルギーを下回ることを確認した。全溶解炉心の19%以上が炉心発熱有効長の中心高さより上部に残存することは実際には考えにくいことから、炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させることで、残存デブリの冷却性は確保できる。 (添付資料 3.1.2.8、3.1.2.9)</p> <p>(5) まとめ</p>	<p>時間余裕があることを確認した。 (添付資料3.1.2.7)</p> <p>(4) 残存デブリ量の不確かさに対する影響評価 大量の残存デブリが存在することを想定し、原子炉容器破損後、破損口から代替格納容器スプレイ水を流入させて炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させることによる残存デブリの冷却性を評価した。その結果、露出した残存デブリの崩壊熱の全量が原子炉格納容器内の蒸気の過熱に寄与するという保守的な条件においても、露出した残存デブリが全溶解炉心の18%以下であれば、その崩壊熱は原子炉格納容器内で発生する水分量をすべて蒸発させるために必要なエネルギーを下回ることを確認した。全溶解デブリの18%以上が炉心発熱有効長の中心高さより上部に残存することは実際には考えにくいことから、炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させることで、残存デブリの冷却性は確保できる。 (添付資料3.1.2.8、3.1.2.9)</p> <p>(5) まとめ</p>	<p>ッションプール水位が真空破壊 装置下端-0.4m (通常運転水位+約2m) 到達時点でスプレイを停止し、原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱を実施する。外部水源注水量限界に到達するまでの時間は、事象発生から約44時間あり、約20時間以上の余裕がある。また、格納容器圧力が限界圧力 0.854MPa [gage] に到達するまでの時間は、事象発生から約51時間あり、約27時間以上の余裕があることから、時間余裕がある。 (添付資料 3.1.2.9、3.1.3.8)</p> <p>(4) まとめ</p>	<p>事象発生後の24時間後から20時間以上の時間余裕がある。 (添付資料7.2.1.2.7)</p> <p>(4) 残存デブリ量の不確かさに対する影響評価 大量の残存デブリが存在することを想定し、原子炉容器破損後、破損口から代替格納容器スプレイ水を流入させて炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させることによる残存デブリの冷却性を評価した。その結果、露出した残存デブリの崩壊熱の全量が原子炉格納容器内の蒸気の過熱に寄与するという保守的な条件においても、露出した残存デブリが全溶解炉心の15%以下であれば、その崩壊熱は原子炉格納容器内で発生する水分量をすべて蒸発させるために必要なエネルギーを下回ることを確認した。全溶解炉心の15%以上が炉心発熱有効長の中心高さより上部に残存することは実際には考えにくいことから、炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させることで、残存デブリの冷却性は確保できる。 (添付資料7.2.1.2.8、7.2.1.2.9)</p> <p>(5) まとめ</p>	<p>評価結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 評価結果の相違</p> <p>【高浜】 記載表現の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響を考慮した場合においても、運転員等による加圧器逃がし弁を用いた1次冷却系強制減圧、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により、原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心を冷却し、原子炉格納容器雰囲気冷却及び除熱を行うことにより、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料 3.1.2.10)</p>	<p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作時間に与える影響を考慮した場合においても、運転員等による加圧器逃がし弁を用いた1次系強制減圧、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により、原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心を冷却し、原子炉格納容器雰囲気冷却及び除熱を行うことにより、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において操作時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。</p> <p>(添付資料3.1.2.10)</p>	<p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>このほか、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p>	<p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、運転員等による加圧器逃がし弁を用いた1次冷却系強制減圧、代替格納容器スプレイポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却により、原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心を冷却し、原子炉格納容器雰囲気冷却及び除熱を行うことにより、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。</p> <p>(添付資料7.2.1.2.10)</p>	<p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川協議の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 設備の相違 ・差異理由は前述のとおり（3ページ参照）</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違（女川協議の反映）</p>

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3.1.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「3.1.2.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり48名である。したがって、「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員74名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。ただし、燃料のうち送水車用燃料（軽油）については共用であるため、3号炉及び4号炉の合計の消費量を評価する。</p> <p>a. 水源</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ (130m³/h) については、燃料取替用水ピットを水源</p>	<p>3.1.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」において、3号炉及び4号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、「3.1.2.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり84名である。したがって「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す重大事故等対策要員118名で対応が可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」において必要な水源、燃料及び電源は「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>また、水源、燃料及び電源については、3号炉及び4号炉でそれぞれ独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉ごとに資源の供給が可能であることを確認する。ただし、燃料のうち消防ポンプ用燃料（ガソリン）については共用であるため、3号炉及び4号炉の合計の消費量を評価する。</p> <p>a. 水源</p> <p>恒設代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイについては、燃料取替用水タンクを水源とし、水量</p>	<p>3.1.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」における重大事故等対策時における必要な要員は、「3.1.2.1 格納容器破損防止対策」に示すとおり30名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員の30名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。</p> <p>(添付資料 3.1.2.11)</p> <p>a. 水源</p> <p>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水は、7日間の対応を考慮すると、合計約 890m³</p>	<p>7.2.1.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」において、重大事故等対策時における必要な要員は、「7.2.1.2.1(3) 格納容器破損防止対策」に示すとおり21名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している中央制御室の運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）の36名で対処可能である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>a. 水源</p> <p>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 (140m³/h) については、燃料取替用水ピットを</p>	<p>【大飯、高浜】 体制の相違 ・要員(体制)の差異</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違 (女川長崎の反映) ・女川の炉心損傷防止の記載を合わせた</p> <p>【大飯、高浜】 設計の相違 ・泊モニタリングプラント評価のためツインプラントでの評価である大飯、高浜とは評価条件が異なる (伊方、女川と同様)</p> <p>【高浜】 記載表現の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大阪発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>とし、水量1,860m³の使用が可能であることから、事象発生の約3.6時間後から約17.9時間後までのスプレイ継続が可能である。以降は、海水を水源とする可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイに切り替え、その後、事象発生の24時間後からは大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を開始することが可能であるため、燃料取替用水ピットへの補給は不要である。</p>	<p>1,600m³の使用が可能であることから、事象発生の約3.5時間後から約14.9時間後までのスプレイ継続（140m³/h）が可能である。以降は、海水を水源とする可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイに切り替え、その後、事象発生の24時間後からは大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却を開始することが可能であるため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。</p>	<p>必要となる。水源として、復水貯蔵タンクに約1,192m³の水を保有している。これにより、必要な水源は確保可能である。</p> <p>代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱については、サブレーションチェンバ内のプール水を水源とし、循環することから、水源が枯渇することはないため、7日間の継続実施が可能である。</p>	<p>水源とし、水量1,700m³の使用が可能であることから、事象発生の約3.6時間後から約15.7時間後までのスプレイ継続が可能である。また、事象発生の12.9時間後より可搬型大型送水ポンプ車による燃料取替用水ピットへの海水補給を開始することが可能となるため、格納容器内自然対流冷却移行までの間の注水継続が可能である。</p>	<p>【大阪、高岡】 設備の相違 【大阪、高岡】 設備の相違 ・差異理由詳細と おり ③ページ参照</p>
<p>b. 燃料 (a) 重油 空冷式非常用発電装置による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続には約133.4kℓの重油が必要となる。</p>	<p>b. 燃料 (a) 重油 空冷式非常用発電装置による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続には約133.4kℓの重油が必要となる。</p>	<p>b. 燃料 常設代替交流電源設備による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約414kℓの軽油が必要となる。</p> <p>大容量送水ポンプ（タイプI）による復水貯蔵タンクへの給水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ（タイプI）の運転を想定すると、7日間の運転継続に約32kℓの軽油が必要となる。</p> <p>原子炉補機代替冷却水系については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続に約42kℓの軽油が必要となる。</p> <p>軽油タンク（約755kℓ）及びガスタービン発電設備軽油タンク（約300kℓ）にて合計約1,055kℓの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、大容量送水ポンプ（タイプI）による復水貯蔵タ</p>	<p>b. 燃料 代替非常用発電機による電源供給については、保守的に事象発生直後からの運転を想定すると、7日間の運転継続には約138.1kℓの軽油が必要となる。</p>	<p>【大阪、高岡】 設備の相違 ・泊3号炉のみを使用する</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約3.1kℓの重油が必要となる。</p> <p>可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイについては、事象発生後の6.5時間後から24時間後まで電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）が運転したと想定して、約2.2kℓの重油が必要となる。</p> <p>大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却については、事象発生後の14時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約47.7kℓの重油が必要となる。</p> <p>【再掲】 可搬式代替低圧注水ポンプ及び使用済燃料ピットの注水に用いる送水車については、3号炉、4号炉それぞれ事象発生後の6.3時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約5,709ℓの軽油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約186.4kℓの重油が必要となるが、「6.1(2)資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク及び重油タンクの合計油量のうち使用可能量</p>	<p>電源車（緊急時対策所用）による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約2.8kℓの重油が必要となる。</p> <p>可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイについては、事象発生後の9時間後から24時間後まで電源車（可搬式代替低圧注水ポンプ用）が運転したと想定して、約1.9kℓの重油が必要となる。</p> <p>大容量ポンプによる格納容器内自然対流冷却については、事象発生後の16時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約47.1kℓの重油が必要となる。</p> <p>【再掲】 使用済燃料ピットへ海水を補給するための消防ポンプについては、3号炉、4号炉それぞれ事象発生後の20時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約1,486ℓのガソリンが必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約185.2kℓの重油が必要となるが「6.1(2)資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク等の合計油量のうち、使用可能量（420kℓ）にて供給可能で</p>	<p>ンクへの給水及び原子炉補機代替冷却水系の運転について、7日間の継続が可能である。</p> <p>緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの電源車(緊急時対策所用)の運転を想定すると、7日間の運転継続に約17kℓの軽油が必要となるが、緊急時対策所軽油タンク(約18kℓ)の使用が可能であることから、7日間の継続が可能である(合計使用量約505kℓ)。</p> <p>【再掲】 大容量送水ポンプ(タイプI)による復水貯蔵タンクへの給水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ(タイプI)の運転を想定すると、7日間の運転継続に約32kℓの軽油が必要となる。</p> <p>【再掲】 大容量送水ポンプ(タイプI)による復水貯蔵タンクへの給水については、保守的に事象発生直後からの大容量送水ポンプ(タイプI)の運転を想定すると、7日間の運転継続に約32kℓの軽油が必要となる。</p> <p>【再掲】 軽油タンク(約755kℓ)及びガスタービン発電設備軽油タンク(約300kℓ)にて合計約1,055kℓの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、常設代替交流電源設備による電源供給、大容量送水ポ</p>	<p>緊急時対策所への電源供給については、保守的に事象発生直後からの緊急時対策所用発電機の運転を想定すると、7日間の運転継続に約19.2kℓの軽油が必要となる。</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車による格納容器内自然対流冷却については、保守的に事象発生直後からの可搬型大型送水ポンプ車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約12.5kℓの軽油が必要となる。</p> <p>可搬型大型送水ポンプ車による使用済燃料ピットへの海水注水及び燃料取替用水ピットへの海水補給については、保守的に事象発生直後からの可搬型大型送水ポンプ車の運転を想定すると、7日間の運転継続に約12.5kℓの軽油が必要となる。</p> <p>ディーゼル発電機燃料油貯油槽(約540kℓ)及び燃料タンク(SA)(約50kℓ)にて合計約590kℓの軽油を保有しており、これらの使用が可能であることから、代替非常用発電機による電源供給、緊急時対策所への電源</p>	<p>【大飯、高浜】 設備の相違 ・泊の代替格納容器スプレイポンプの代替非常用発電機から受電可能であるため、専用の電源線は使用しない</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違(女川) 継続の反映</p> <p>【大飯、高浜】 設備の相違 ・設備構造の相違</p> <p>【大飯、高浜】 評価方針の相違(女川) 継続の反映</p> <p>【大飯、高浜】 設備の相違 ・貯油槽容量の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(548kℓ)にて供給可能である。</p> <p>(b) 軽油 可搬式代替低圧注水ポンプ及び使用済燃料ピットの注水に用いる送水車については、3号炉、4号炉それぞれ事象発生後の6.3時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約5,709ℓの軽油が必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要な軽油は、これらを合計して約11,418ℓとなるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、発電所構内に備蓄している軽油21,000ℓにて供給可能である。</p> <p>c. 電源 空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約372kW必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量2,920kW(3,650kVA)にて供給可能である。</p>	<p>ある。</p> <p>(b) ガソリン 可搬式代替低圧注水ポンプ供給用の消防ポンプについては、3号炉、4号炉それぞれ事象発生後の9時間後から事象発生後の24時間後までの運転を想定して、約3,341ℓのガソリンが必要となる。</p> <p>使用済燃料ピットへ海水を補給するための消防ポンプについては、3号炉、4号炉それぞれ事象発生後の20時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約1,486ℓのガソリンが必要となる。</p> <p>7日間の運転継続に必要なガソリンは、これらを合計して約9,654ℓとなるが、「6.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、発電所構内に備蓄しているガソリン12,150ℓにて供給可能である。</p> <p>c. 電源 空冷式非常用発電装置の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約355kW必要となるが、空冷式非常用発電装置の給電容量2,920kW(3,650kVA)にて供給可能である。</p>	<p>ンブ(タイプI)による復水貯蔵タンクへの給水及び原子炉補機代替冷却水系の運転について、7日間の継続が可能である。</p> <p>c. 電源 常設代替交流電源設備の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として約4,615kW必要となるが、常用連続運用仕様である約6,000kW未達となることから、必要負荷に対する電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を行う電源車(緊急時対策所用)についても、必要負荷に対する電源供給</p>	<p>供給、可搬型大型送水ポンプ車による燃料取替用水ピットへの海水補給及び使用済燃料ピットへの海水注水並びに格納容器内自然対流冷却について、7日間の継続が可能である(合計使用量約182.3kℓ)。</p> <p>c. 電源 代替非常用発電機の電源負荷については、重大事故等対策に必要な負荷として約540kW必要となるが、代替非常用発電機の給電容量2,760kW(3,450kVA)未達となることから、必要負荷に対する電源供給が可能である。</p> <p>また、緊急時対策所への電源供給を行う緊急時対策所用発電機についても、必要負荷に対する電源供給</p>	<p>【大飯、高浜】 設備の相違 ・泊3号炉のみを使用する</p> <p>【大飯、高浜】 設備の相違 【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川機種の反映)</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違(女川機種の反映)</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(添付資料 3.1.2.11)</p>	<p>(添付資料3.1.2.11)</p>	<p>給が可能である。</p>	<p>が可能である。 (添付資料7.2.1.2.11)</p>	<p>・整効所の評価結果 に示しても記載</p>

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3.1.2.5 結論</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレィ注入機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳する。その結果、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材及び熔融炉心の崩壊熱等の熱に伴い発生した水蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガスなどの蓄積により、原子炉格納容器雰囲気温度が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過温破損に至ることが特徴である。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」に対する格納容器破損防止対策としては、加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレィ、並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備している。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の評価事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」に原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮して有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、運転員等操作である加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレィ、並びに格納容器再循環</p>	<p>3.1.2.5 結論</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレィ機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳する。その結果、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材及び熔融炉心の崩壊熱等の熱に伴い発生した水蒸気、金属-水反応等によって発生した非凝縮性ガスなどの蓄積により、原子炉格納容器雰囲気温度が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の過温破損に至ることが特徴である。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」に対する格納容器破損防止対策としては、加圧器逃がし弁による1次系強制減圧、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレィ、並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備している。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の評価事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」に原子炉補機冷却機能の重畳を考慮して有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、運転員等操作である加圧器逃がし弁による1次系強制減圧、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレィ、並びに格納容器再循環ユニ</p>	<p>3.1.2.5 結論</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では、格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材及び熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって、格納容器内の雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し、格納容器の過圧・過温により格納容器の破損に至ることが特徴である。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対する格納容器破損防止対策としては、初期の対策として低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替循環冷却系による格納容器除熱手段等を整備している。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の評価事故シーケンス「大破断LOCA+HPCS失敗+低圧ECCS失敗+全交流動力電源喪失」について、代替循環冷却系を使用する場合の有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水及び代替循環冷却系による格納容器除熱を実施することにより、格納容器除熱が可能である。</p>	<p>7.2.1.2.5 結論</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」では、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材及び熔融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、ジルコニウム-水反応等によって発生した非凝縮性ガス等が蓄積することによって、原子炉格納容器内の雰囲気温度が徐々に上昇し、原子炉格納容器の過温により原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」に対する格納容器破損防止対策としては、初期の対策として加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧及び代替格納容器スプレィポンプによる代替格納容器スプレィ、安定状態に向けた対策としてC、D-格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備している。</p> <p>格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の評価事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」に原子炉補機冷却機能の重畳を考慮して有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、運転員等操作である加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧、代替格納容器スプレィポンプによる代替格納容器スプレィ及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然</p>	<p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川再循環の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川再循環の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 設備の相違 ・差異箇所は補機冷却とおり（3ページ参照）</p> <p>【大飯、高浜】 設備の相違 ・差異箇所は補機冷却</p>

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ユニットによる格納容器内自然対流冷却を実施することにより、原子炉格納容器雰囲気冷却及び除熱並びに原子炉格納容器圧力の上昇抑制が可能である。</p> <p>その結果、原子炉格納容器バウダリにかかる圧力及び温度、並びに水素の蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウダリにかかる圧力については評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。</p> <p>なお、放射性物質の総放出量については「3.1.1 格納容器過圧破損」、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力については「3.2 高圧熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」、原子炉格納容器内の水素濃度については「3.4 水素燃焼」、原子炉容器外の熔融燃料-冷却材相互作用による熱的・機械的荷重については「3.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用」、熔融炉心によるコンクリート侵食については「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」において、それぞれ確認した。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>重大事故等対策要員は、本格格納容器破損モードにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能</p>	<p>ットによる格納容器内自然対流冷却を実施することにより、原子炉格納容器雰囲気冷却及び除熱が可能である。</p> <p>その結果、原子炉格納容器バウダリにかかる圧力及び温度、並びに水素の蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウダリにかかる圧力については評価項目を満足していることを確認した。また、長期的には原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。</p> <p>なお、放射性物質の総放出量については「3.1.1 格納容器過圧破損」、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力については「3.2 高圧熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」、原子炉格納容器内の水素濃度については「3.4 水素燃焼」、原子炉容器外の熔融燃料-冷却材相互作用による熱的・機械的荷重については「3.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用」、熔融炉心によるコンクリート侵食については「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」において、それぞれ確認した。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさ、並びにそれらが運転員等操作に与える影響を考慮しても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認した。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作が遅れた場合でも操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>重大事故等対策要員は、本格格納容器破損モードにおける重大事故等対策の実施に必要な要員を満足している。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能</p>	<p>その結果、原子炉格納容器フィルタベント系を使用せず、事象を通じて格納容器の限界圧力に到達することはなく、ジルコニウム-水反応等により可燃性ガスの蓄積が生じた場合においても原子炉格納容器バウダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p>	<p>対流冷却を実施することにより、原子炉格納容器雰囲気冷却及び除熱が可能である。</p> <p>その結果、原子炉格納容器バウダリにかかる圧力及び温度、並びに水素の蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウダリにかかる圧力については評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。</p> <p>なお、放射性物質の総放出量については「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力については「7.2.2 高圧熔融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」、原子炉格納容器内の水素濃度については「7.2.4 水素燃焼」、原子炉容器外の熔融燃料-冷却材相互作用による熱的・機械的荷重については「7.2.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用」、熔融炉心によるコンクリート侵食については「7.2.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」において、それぞれ確認した。</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。</p> <p>重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、災害対策本部要員、災害対策要員及び災害対策要員（支援）にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p>	<p>とおり ③ ページ参照</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川国議の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川国議の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川国議の反映）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>である。</p> <p>以上のことから、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」において、加圧器逃がし弁を用いた1次冷却系強制減圧、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であり、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」に対して有効である。</p>	<p>である。</p> <p>以上のことから、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」において、加圧器逃がし弁を用いた1次系強制減圧、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却による格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であり、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」に対して有効である。</p>	<p>以上のことから、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水、代替循環冷却系による格納容器除熱等の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に対して有効である。</p>	<p>以上のことから、加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧、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及びC、Dー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等の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」に対して有効である。</p>	<p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・泊では文書内で重複する表現のため記載していない（伊方と同様） 【大飯、高浜】 設備の相違 ・差異理由は前巻のとりおし（ページ参照） 【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川核種の反映）</p>

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大阪発電所3 / 4号炉	高浜発電所3 / 4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																																																																
<p>第3.1.2.1表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」における重大事故等対策について（2 / 5）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対策及び備考</th> <th>手動</th> <th>可動設備</th> <th>設置設備</th> <th>設置設備</th> <th>設置設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 1号炉の格納容器の破損 125MPaの圧力に達するまで、減圧排水系の機能喪失の概算を算出する。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>2. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>3. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>4. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>5. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>【1】は有効性を評価し、かつ重大事故等対策設備</p>	対策及び備考	手動	可動設備	設置設備	設置設備	設置設備	1. 1号炉の格納容器の破損 125MPaの圧力に達するまで、減圧排水系の機能喪失の概算を算出する。						2. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。						3. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。						4. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。						5. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。						<p>第3.1.2.1.1表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」における重大事故等対策について（2 / 5）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対策及び備考</th> <th>手動</th> <th>可動設備</th> <th>設置設備</th> <th>設置設備</th> <th>設置設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 1号炉の格納容器の破損 125MPaの圧力に達するまで、減圧排水系の機能喪失の概算を算出する。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>2. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>3. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>4. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>5. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>【1】は有効性を評価し、かつ重大事故等対策設備</p>	対策及び備考	手動	可動設備	設置設備	設置設備	設置設備	1. 1号炉の格納容器の破損 125MPaの圧力に達するまで、減圧排水系の機能喪失の概算を算出する。						2. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。						3. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。						4. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。						5. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。						<p>第3.1.2.1.1表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温・過熱破損）」の重大事故等対策について（2 / 2）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対策及び備考</th> <th>手動</th> <th>可動設備</th> <th>設置設備</th> <th>設置設備</th> <th>設置設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 1号炉の格納容器の破損 125MPaの圧力に達するまで、減圧排水系の機能喪失の概算を算出する。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>2. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>3. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>4. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>5. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>【1】は有効性を評価し、かつ重大事故等対策設備</p>	対策及び備考	手動	可動設備	設置設備	設置設備	設置設備	1. 1号炉の格納容器の破損 125MPaの圧力に達するまで、減圧排水系の機能喪失の概算を算出する。						2. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。						3. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。						4. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。						5. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。						<p>第3.1.2.1.1表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の重大事故等対策について（2 / 5）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>対策及び備考</th> <th>手動</th> <th>可動設備</th> <th>設置設備</th> <th>設置設備</th> <th>設置設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 1号炉の格納容器の破損 125MPaの圧力に達するまで、減圧排水系の機能喪失の概算を算出する。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>2. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>3. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>4. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>5. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>【1】は有効性を評価し、かつ重大事故等対策設備</p>	対策及び備考	手動	可動設備	設置設備	設置設備	設置設備	1. 1号炉の格納容器の破損 125MPaの圧力に達するまで、減圧排水系の機能喪失の概算を算出する。						2. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。						3. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。						4. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。						5. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。						<p>【大阪、高浜】 名称等の相違 ・設備仕様等の差異により「手動」 「重大事故等対処設備」の記載、 名称が異なる 【大阪、高浜】 記載方針の相違 （女川実績の反映） ・既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの及び重大事故等対処設備（設計基準拡張）を識別</p>
対策及び備考	手動	可動設備	設置設備	設置設備	設置設備																																																																																																																																															
1. 1号炉の格納容器の破損 125MPaの圧力に達するまで、減圧排水系の機能喪失の概算を算出する。																																																																																																																																																				
2. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。																																																																																																																																																				
3. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。																																																																																																																																																				
4. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。																																																																																																																																																				
5. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。																																																																																																																																																				
対策及び備考	手動	可動設備	設置設備	設置設備	設置設備																																																																																																																																															
1. 1号炉の格納容器の破損 125MPaの圧力に達するまで、減圧排水系の機能喪失の概算を算出する。																																																																																																																																																				
2. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。																																																																																																																																																				
3. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。																																																																																																																																																				
4. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。																																																																																																																																																				
5. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。																																																																																																																																																				
対策及び備考	手動	可動設備	設置設備	設置設備	設置設備																																																																																																																																															
1. 1号炉の格納容器の破損 125MPaの圧力に達するまで、減圧排水系の機能喪失の概算を算出する。																																																																																																																																																				
2. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。																																																																																																																																																				
3. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。																																																																																																																																																				
4. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。																																																																																																																																																				
5. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。																																																																																																																																																				
対策及び備考	手動	可動設備	設置設備	設置設備	設置設備																																																																																																																																															
1. 1号炉の格納容器の破損 125MPaの圧力に達するまで、減圧排水系の機能喪失の概算を算出する。																																																																																																																																																				
2. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。																																																																																																																																																				
3. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。																																																																																																																																																				
4. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。																																																																																																																																																				
5. 減圧排水系の機能喪失 1号炉の格納容器の破損後、減圧排水系の機能喪失による格納容器の過熱を抑制する。																																																																																																																																																				

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																												
<p>第 3.1.2.1 表 「炉内気圧・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」 における重大事故等対策について（3/5）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>評価項目</th> <th>手続</th> <th>重要設備</th> <th>重要設備等相違設備</th> <th>評価設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 炉心温度の制御</td> <td>炉心温度 350℃以上及び格納容器内圧力 10MPa以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> <td>炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> <td>炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> <td>炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> </tr> <tr> <td>2. 炉心温度の監視</td> <td>炉心温度 350℃以上及び格納容器内圧力 10MPa以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> <td>炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> <td>炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> <td>炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> </tr> </tbody> </table>	評価項目	手続	重要設備	重要設備等相違設備	評価設備	1. 炉心温度の制御	炉心温度 350℃以上及び格納容器内圧力 10MPa以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	2. 炉心温度の監視	炉心温度 350℃以上及び格納容器内圧力 10MPa以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	<p>第 3.1.2.1.1 表 「炉内気圧・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」 における重大事故等対策について（3/5）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>評価項目</th> <th>手続</th> <th>重要設備</th> <th>重要設備等相違設備</th> <th>評価設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 炉心温度の監視</td> <td>炉心温度 350℃以上及び格納容器内圧力 10MPa以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> <td>炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> <td>炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> <td>炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> </tr> <tr> <td>2. 炉心温度の制御</td> <td>炉心温度 350℃以上及び格納容器内圧力 10MPa以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> <td>炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> <td>炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> <td>炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> </tr> </tbody> </table>	評価項目	手続	重要設備	重要設備等相違設備	評価設備	1. 炉心温度の監視	炉心温度 350℃以上及び格納容器内圧力 10MPa以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	2. 炉心温度の制御	炉心温度 350℃以上及び格納容器内圧力 10MPa以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	<p>第 7.2.1.2.1 表 「炉内気圧・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の重大事故等対策について（3/5）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>評価項目</th> <th>手続</th> <th>重要設備</th> <th>重要設備等相違設備</th> <th>評価設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 炉心温度の監視</td> <td>炉心温度 350℃以上及び格納容器内圧力 10MPa以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> <td>炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> <td>炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> <td>炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> </tr> <tr> <td>2. 炉心温度の制御</td> <td>炉心温度 350℃以上及び格納容器内圧力 10MPa以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> <td>炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> <td>炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> <td>炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> </tr> </tbody> </table>	評価項目	手続	重要設備	重要設備等相違設備	評価設備	1. 炉心温度の監視	炉心温度 350℃以上及び格納容器内圧力 10MPa以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	2. 炉心温度の制御	炉心温度 350℃以上及び格納容器内圧力 10MPa以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	<p>第 7.2.1.2.1 表 「炉内気圧・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の重大事故等対策について（3/5）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>評価項目</th> <th>手続</th> <th>重要設備</th> <th>重要設備等相違設備</th> <th>評価設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 炉心温度の監視</td> <td>炉心温度 350℃以上及び格納容器内圧力 10MPa以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> <td>炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> <td>炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> <td>炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> </tr> <tr> <td>2. 炉心温度の制御</td> <td>炉心温度 350℃以上及び格納容器内圧力 10MPa以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> <td>炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> <td>炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> <td>炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。</td> </tr> </tbody> </table>	評価項目	手続	重要設備	重要設備等相違設備	評価設備	1. 炉心温度の監視	炉心温度 350℃以上及び格納容器内圧力 10MPa以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	2. 炉心温度の制御	炉心温度 350℃以上及び格納容器内圧力 10MPa以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	<p>【大阪、高浜】 名称等の相違 ・設備仕様等の差異により「手続」 「重大事故等対 処設備」の記載、 名称が異なる</p>
評価項目	手続	重要設備	重要設備等相違設備	評価設備																																																												
1. 炉心温度の制御	炉心温度 350℃以上及び格納容器内圧力 10MPa以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。																																																												
2. 炉心温度の監視	炉心温度 350℃以上及び格納容器内圧力 10MPa以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。																																																												
評価項目	手続	重要設備	重要設備等相違設備	評価設備																																																												
1. 炉心温度の監視	炉心温度 350℃以上及び格納容器内圧力 10MPa以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。																																																												
2. 炉心温度の制御	炉心温度 350℃以上及び格納容器内圧力 10MPa以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。																																																												
評価項目	手続	重要設備	重要設備等相違設備	評価設備																																																												
1. 炉心温度の監視	炉心温度 350℃以上及び格納容器内圧力 10MPa以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。																																																												
2. 炉心温度の制御	炉心温度 350℃以上及び格納容器内圧力 10MPa以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。																																																												
評価項目	手続	重要設備	重要設備等相違設備	評価設備																																																												
1. 炉心温度の監視	炉心温度 350℃以上及び格納容器内圧力 10MPa以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を監視し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。																																																												
2. 炉心温度の制御	炉心温度 350℃以上及び格納容器内圧力 10MPa以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。	炉心出口温度 200℃以上により、炉心温度を制御し、炉心出口温度を 200℃以下に抑制する。																																																												

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																											
<p>第3.1.2.1表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」における重大事故等対策について（5/5）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>判断及び操作</th> <th>手順</th> <th>常設設備</th> <th>可搬設備</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>a. アニウラス空気浄化系及び中央制御室非常用備蓄系の起動</td> <td>・ 全交差動力電源喪失時、アニウラス部の水素濃度超過防止及び低圧低減として、現場でアニウラス空気浄化系タンクの代替空気（深蒸ボンプ供給）供給を行い、アニウラス空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用備蓄系タンクへの搬移を行う。</td> <td>・ アニウラス空気浄化ファン ・ アニウラス空気浄化ファン ・ 中央制御室非常用備蓄ファン ・ 中央制御室非常用備蓄ファン ・ 中央制御室非常用備蓄タンク</td> <td>・ 深蒸ボンプ（代替制御用空気供給用）</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>o. 格納容器内自然冷却対策</td> <td>・ A、D格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然冷却処理を行う。 ・ 全交差動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水が使用できない場合は、大容量ポンプを用いたA、D格納容器再循環ユニットへの排水通水により、格納容器内自然冷却処理を行う。</td> <td>・ A、D格納容器再循環ユニット ・ 原子炉補機冷却水ポンプ ・ 大容量ポンプ</td> <td>・ 大容量ポンプ ・ タンクローリー</td> <td>・ 格納容器内温度 ・ 格納容器内湿度 ・ AM用格納容器圧力（広域） ・ AM用格納容器圧力 ・ 格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度（SA上用）</td> </tr> </tbody> </table> <p>【1】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備</p>	判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備	計装設備	a. アニウラス空気浄化系及び中央制御室非常用備蓄系の起動	・ 全交差動力電源喪失時、アニウラス部の水素濃度超過防止及び低圧低減として、現場でアニウラス空気浄化系タンクの代替空気（深蒸ボンプ供給）供給を行い、アニウラス空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用備蓄系タンクへの搬移を行う。	・ アニウラス空気浄化ファン ・ アニウラス空気浄化ファン ・ 中央制御室非常用備蓄ファン ・ 中央制御室非常用備蓄ファン ・ 中央制御室非常用備蓄タンク	・ 深蒸ボンプ（代替制御用空気供給用）	-	o. 格納容器内自然冷却対策	・ A、D格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然冷却処理を行う。 ・ 全交差動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水が使用できない場合は、大容量ポンプを用いたA、D格納容器再循環ユニットへの排水通水により、格納容器内自然冷却処理を行う。	・ A、D格納容器再循環ユニット ・ 原子炉補機冷却水ポンプ ・ 大容量ポンプ	・ 大容量ポンプ ・ タンクローリー	・ 格納容器内温度 ・ 格納容器内湿度 ・ AM用格納容器圧力（広域） ・ AM用格納容器圧力 ・ 格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度（SA上用）	<p>第3.1.2.1.1表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」における重大事故等対策について（5/5）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>判断及び操作</th> <th>手順</th> <th>常設設備</th> <th>可搬設備</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>a. アニウラス空気浄化系及び中央制御室非常用備蓄系の起動</td> <td>・ 全交差動力電源喪失時、アニウラス部の水素濃度超過防止及び低圧低減として、現場でアニウラス空気浄化系タンクの代替空気（深蒸ボンプ供給）供給を行い、アニウラス空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用備蓄系タンクへの搬移を行う。</td> <td>・ アニウラス空気浄化ファン ・ アニウラス空気浄化ファン ・ 中央制御室非常用備蓄ファン ・ 中央制御室非常用備蓄ファン ・ 中央制御室非常用備蓄タンク</td> <td>・ 深蒸ボンプ（代替制御用空気供給用）</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>o. 格納容器内自然冷却対策</td> <td>・ A、D格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然冷却処理を行う。 ・ 全交差動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水が使用できない場合は、大容量ポンプを用いたA、D格納容器再循環ユニットへの排水通水により、格納容器内自然冷却処理を行う。</td> <td>・ A、D格納容器再循環ユニット ・ 原子炉補機冷却水ポンプ ・ 大容量ポンプ</td> <td>・ 大容量ポンプ ・ タンクローリー</td> <td>・ 格納容器内温度 ・ 格納容器内湿度 ・ AM用格納容器圧力（広域） ・ AM用格納容器圧力 ・ 格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度（SA上用）</td> </tr> </tbody> </table> <p>【1】は有効性評価上期待しない重大事故等対策設備</p>	判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備	計装設備	a. アニウラス空気浄化系及び中央制御室非常用備蓄系の起動	・ 全交差動力電源喪失時、アニウラス部の水素濃度超過防止及び低圧低減として、現場でアニウラス空気浄化系タンクの代替空気（深蒸ボンプ供給）供給を行い、アニウラス空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用備蓄系タンクへの搬移を行う。	・ アニウラス空気浄化ファン ・ アニウラス空気浄化ファン ・ 中央制御室非常用備蓄ファン ・ 中央制御室非常用備蓄ファン ・ 中央制御室非常用備蓄タンク	・ 深蒸ボンプ（代替制御用空気供給用）	-	o. 格納容器内自然冷却対策	・ A、D格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然冷却処理を行う。 ・ 全交差動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水が使用できない場合は、大容量ポンプを用いたA、D格納容器再循環ユニットへの排水通水により、格納容器内自然冷却処理を行う。	・ A、D格納容器再循環ユニット ・ 原子炉補機冷却水ポンプ ・ 大容量ポンプ	・ 大容量ポンプ ・ タンクローリー	・ 格納容器内温度 ・ 格納容器内湿度 ・ AM用格納容器圧力（広域） ・ AM用格納容器圧力 ・ 格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度（SA上用）	<p>第7.2.1.2.1表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の重大事故等対策について（5/5）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>判断及び操作</th> <th>手順</th> <th>常設設備</th> <th>可搬設備</th> <th>計装設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>a. アニウラス空気浄化系及び中央制御室非常用備蓄系の起動</td> <td>・ 全交差動力電源喪失時、アニウラス部の水素濃度超過防止及び低圧低減として、現場でアニウラス空気浄化系タンクの代替空気（深蒸ボンプ供給）供給を行い、アニウラス空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用備蓄系タンクへの搬移を行う。</td> <td>・ B-ア-アニウラス空気浄化ファン ・ B-ア-アニウラス空気浄化ファン ・ 中央制御室非常用備蓄ファン ・ 中央制御室非常用備蓄ファン ・ 中央制御室非常用備蓄タンク</td> <td>・ アニウラス全蒸排気非等機 ・ 作用可搬型深蒸排気ポンプ ・ 可搬型タンクローリー</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>o. 格納容器内自然冷却対策</td> <td>・ C、D-格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然冷却処理を行う。 ・ 全交差動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水が使用できない場合は、可搬型原子炉冷却ポンプを用いたC、D-格納容器再循環ユニットへの排水通水により、格納容器内自然冷却処理を行う。</td> <td>・ 可搬型原子炉冷却ポンプ ・ 可搬型タンクローリー ・ ディーゼル発電機燃料補給 ・ 燃料タンク(SA)</td> <td>・ 格納容器内温度 ・ 格納容器内湿度 ・ AM用格納容器圧力 ・ AM用格納容器圧力 ・ 可搬型原子炉冷却ポンプ入口温度/出口温度（SA上用）</td> </tr> </tbody> </table> <p>*：既許可の対象となっていない設備を重大事故等対策設備に位置付けるもの</p>	判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備	計装設備	a. アニウラス空気浄化系及び中央制御室非常用備蓄系の起動	・ 全交差動力電源喪失時、アニウラス部の水素濃度超過防止及び低圧低減として、現場でアニウラス空気浄化系タンクの代替空気（深蒸ボンプ供給）供給を行い、アニウラス空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用備蓄系タンクへの搬移を行う。	・ B-ア-アニウラス空気浄化ファン ・ B-ア-アニウラス空気浄化ファン ・ 中央制御室非常用備蓄ファン ・ 中央制御室非常用備蓄ファン ・ 中央制御室非常用備蓄タンク	・ アニウラス全蒸排気非等機 ・ 作用可搬型深蒸排気ポンプ ・ 可搬型タンクローリー	-	o. 格納容器内自然冷却対策	・ C、D-格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然冷却処理を行う。 ・ 全交差動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水が使用できない場合は、可搬型原子炉冷却ポンプを用いたC、D-格納容器再循環ユニットへの排水通水により、格納容器内自然冷却処理を行う。	・ 可搬型原子炉冷却ポンプ ・ 可搬型タンクローリー ・ ディーゼル発電機燃料補給 ・ 燃料タンク(SA)	・ 格納容器内温度 ・ 格納容器内湿度 ・ AM用格納容器圧力 ・ AM用格納容器圧力 ・ 可搬型原子炉冷却ポンプ入口温度/出口温度（SA上用）	<p>【大阪、高浜】 名称等の相違 ・設備仕様等の差異により「手動処設備」の記載名称が異なる</p>
判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備	計装設備																																											
a. アニウラス空気浄化系及び中央制御室非常用備蓄系の起動	・ 全交差動力電源喪失時、アニウラス部の水素濃度超過防止及び低圧低減として、現場でアニウラス空気浄化系タンクの代替空気（深蒸ボンプ供給）供給を行い、アニウラス空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用備蓄系タンクへの搬移を行う。	・ アニウラス空気浄化ファン ・ アニウラス空気浄化ファン ・ 中央制御室非常用備蓄ファン ・ 中央制御室非常用備蓄ファン ・ 中央制御室非常用備蓄タンク	・ 深蒸ボンプ（代替制御用空気供給用）	-																																											
o. 格納容器内自然冷却対策	・ A、D格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然冷却処理を行う。 ・ 全交差動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水が使用できない場合は、大容量ポンプを用いたA、D格納容器再循環ユニットへの排水通水により、格納容器内自然冷却処理を行う。	・ A、D格納容器再循環ユニット ・ 原子炉補機冷却水ポンプ ・ 大容量ポンプ	・ 大容量ポンプ ・ タンクローリー	・ 格納容器内温度 ・ 格納容器内湿度 ・ AM用格納容器圧力（広域） ・ AM用格納容器圧力 ・ 格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度（SA上用）																																											
判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備	計装設備																																											
a. アニウラス空気浄化系及び中央制御室非常用備蓄系の起動	・ 全交差動力電源喪失時、アニウラス部の水素濃度超過防止及び低圧低減として、現場でアニウラス空気浄化系タンクの代替空気（深蒸ボンプ供給）供給を行い、アニウラス空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用備蓄系タンクへの搬移を行う。	・ アニウラス空気浄化ファン ・ アニウラス空気浄化ファン ・ 中央制御室非常用備蓄ファン ・ 中央制御室非常用備蓄ファン ・ 中央制御室非常用備蓄タンク	・ 深蒸ボンプ（代替制御用空気供給用）	-																																											
o. 格納容器内自然冷却対策	・ A、D格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然冷却処理を行う。 ・ 全交差動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水が使用できない場合は、大容量ポンプを用いたA、D格納容器再循環ユニットへの排水通水により、格納容器内自然冷却処理を行う。	・ A、D格納容器再循環ユニット ・ 原子炉補機冷却水ポンプ ・ 大容量ポンプ	・ 大容量ポンプ ・ タンクローリー	・ 格納容器内温度 ・ 格納容器内湿度 ・ AM用格納容器圧力（広域） ・ AM用格納容器圧力 ・ 格納容器再循環ユニット入口温度/出口温度（SA上用）																																											
判断及び操作	手順	常設設備	可搬設備	計装設備																																											
a. アニウラス空気浄化系及び中央制御室非常用備蓄系の起動	・ 全交差動力電源喪失時、アニウラス部の水素濃度超過防止及び低圧低減として、現場でアニウラス空気浄化系タンクの代替空気（深蒸ボンプ供給）供給を行い、アニウラス空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場で中央制御室非常用備蓄系タンクへの搬移を行う。	・ B-ア-アニウラス空気浄化ファン ・ B-ア-アニウラス空気浄化ファン ・ 中央制御室非常用備蓄ファン ・ 中央制御室非常用備蓄ファン ・ 中央制御室非常用備蓄タンク	・ アニウラス全蒸排気非等機 ・ 作用可搬型深蒸排気ポンプ ・ 可搬型タンクローリー	-																																											
o. 格納容器内自然冷却対策	・ C、D-格納容器再循環ユニットへ原子炉補機冷却水を通水し、格納容器内自然冷却処理を行う。 ・ 全交差動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水が使用できない場合は、可搬型原子炉冷却ポンプを用いたC、D-格納容器再循環ユニットへの排水通水により、格納容器内自然冷却処理を行う。	・ 可搬型原子炉冷却ポンプ ・ 可搬型タンクローリー ・ ディーゼル発電機燃料補給 ・ 燃料タンク(SA)	・ 格納容器内温度 ・ 格納容器内湿度 ・ AM用格納容器圧力 ・ AM用格納容器圧力 ・ 可搬型原子炉冷却ポンプ入口温度/出口温度（SA上用）																																												

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉	
項目	条件設定の考え方
解析コード	MAAP
炉心熱出力 (初期)	100% (5.411MW) ×1.02
1次冷却炉圧力 (初期)	15.41+0.21MPa(gage)
1次冷却炉平均温度 (初期)	307.1±2.2℃
炉心熱源熱	F P：日本原子力学会標準型炉 アクチニド・ORGEN2 (サイクル末期を仮定)
蒸気発生量 (初期)	50t (1基当たり)
炉子炉格納容器 自由体積	72,000m ³
ヒートシンク	設計値に余裕を考慮した小さい値

第 3.1.2.2.1 表 「炉間気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の主要解析条件
 （外部電源喪失時に非常用炉内交流電流が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）（1/3）

高浜発電所3/4号炉	
項目	条件設定の考え方
解析コード	MAAP
炉心熱出力 (初期)	100% (2.652MW) ×1.02
1次冷却炉圧力 (初期)	15.41+0.91MPa(gage)
1次冷却炉平均温度 (初期)	302.8±2.2℃
炉心熱源熱	F P：日本原子力学会標準型炉 アクチニド・ORGEN2 (サイクル末期を仮定)
蒸気発生量 (初期)	48t (1基当たり)
炉子炉格納容器 自由体積	67,400m ³
ヒートシンク	標準値

第 3.1.2.2.2 表 主要解析条件（炉間気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温・過温破損）（代替給水冷却系を使用する場合））（1/2）

項目	1号機解析条件	条件設定の考え方
解析コード	MAAP	1号機解析条件
炉心熱出力 (初期)	2.438MW	定格炉心熱出力として設定
炉心熱出力 (初期)	6.939[MW]	定格炉心熱出力として設定
炉心熱出力 (初期)	25.6+0.1[MW]	定格炉心熱出力として設定
炉心熱源熱	過渡運転熱（セパレータ・スクリーン下層から+150℃）	過渡運転時の炉子炉格納容器として設定
初期	3×5割増し(仮定)	
炉子炉格納容器の自由体積	ARJ1000-1E1-1979 (標準値 50,000)	炉心熱出力を考慮した上層積として設定。ばらつきとして炉心の保守性を考慮し、条件を設定
格納容器温度（サイクロン・デシケータ）	7.95MPa	格納容器の設計値として設定
格納容器温度（サブコールド・デシケータ）	2割増し（1.10倍） 標準値 2.30MPa	格納容器の設計値として設定
サブコールド・デシケータ	2.30MPa（標準値を仮定）	過渡運転時のサブコールド・デシケータとして設定
格納容器温度（ライクワール・デシケータ）	37℃	本装置の格納容器の設計値として設定
格納容器温度（サブコールド・デシケータ）	37℃	過渡運転時のサブコールド・デシケータの設計値として設定
格納容器圧力	3.87[MW]	過渡運転時の格納容器の設計値として設定
真空破壊装置	3.4t/a (ライクワール・サブコールド・デシケータ)	真空破壊装置の設計値として設定
内部本体温度	40℃	設計値を考慮した小さい値を設定
炉心熱源	大飯のLOCA 再循環型（出口ノズル）の熱源	炉子炉格納容器の設計値の設計値を仮定し、炉心熱出力を考慮した上層積として設定
安全機能の喪失に対する仮定	全立戻りの機能喪失	全ての再循環機能が全機能喪失を想定し、設定
炉心熱源	高圧炉心スプレッド及び炉心圧力 制御装置	高圧炉心スプレッド及び炉心圧力制御装置として機能喪失を（仮定は本所1号）及び炉心圧力制御装置の機能喪失を想定
炉心熱源	炉心熱源なし	過渡運転時の炉心熱源を炉心熱出力を考慮した上層積として設定
炉心熱源	シナシケルム・反応炉を考慮	炉心熱源の炉心熱出力を考慮した上層積として設定

第 7.2.1.2.2 表 「炉間気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の主要解析条件
 （外部電源喪失時に非常用炉内交流電流が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）（1/3）

泊発電所3号炉	
項目	条件設定の考え方
解析コード	MAP
炉心熱出力 (初期)	100% (2.652MW) ×1.02
1次冷却炉圧力 (初期)	15.41+0.21MPa(gage)
1次冷却炉平均温度 (初期)	306.6±2.2℃
炉心熱源熱	F P：日本原子力学会標準型炉 アクチニド・ORGEN2 (サイクル末期を仮定)
蒸気発生量 (初期)	50t (1基当たり)
炉子炉格納容器 自由体積	65,500m ³
ヒートシンク	設計値に余裕を考慮した小さい値

【大飯、高浜】
 設計の相違
 ・泊は副制御所であり、設備仕様も異なることから「主要解析条件」及び「条件設定の考え方」の記載が一部異なる
 【大飯、高浜】
 名称等の相違

7.2.1.2 格納容器過温破損

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

第3.1.2.2表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の主要解析条件（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）（2/3）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	外部電源喪失	起因事象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。
安全機能の喪失に対する仮定	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 補助給水機能喪失 原子炉補機冷却機能喪失 	原子炉格納容器へ注水されず過熱に至る観点で外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失及び補助給水機能の喪失を設定。代替格納容器スプレインレイ及び格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から原子炉補機冷却機能の喪失を設定。
RCPシールド部からの漏えい率（初期）	約 4.8m ³ /h（1台当たり） （事象発生時からの漏えいを仮定）	WCAP-15603のシールドが健全な場合の漏えい率として1台当たり約 4.8m ³ /h（21gpm 相当）を設定。
外部電源	外部電源なし	「安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを設定。
水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水素の発生による原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を考慮する観点で、水素発生の主要因となるジルコニウム-水反応を考慮。なお、水の放射線分解等による水素発生量は少なく、影響が軽微であることから考慮していない。

第3.1.2.1表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の主要解析条件（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）（2/3）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	外部電源喪失	起因事象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。
安全機能の喪失に対する仮定	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失時に非常用所内電源喪失 補助給水機能喪失 原子炉補機冷却機能喪失 	原子炉格納容器へ注水されず過熱に至る観点で外部電源喪失時に非常用所内電源喪失及び補助給水機能の喪失を設定。代替格納容器スプレインレイ及び格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から原子炉補機冷却機能の喪失を設定。
RCPシールド部からの漏えい率（初期）	約 1.5m ³ /h（1台当たり） （事象発生時からの漏えいを仮定）	1次冷却材圧力が高く推移する観点で、RCPシールド部が健全な場合の漏えい率として、WCAP-15603のシールドが健全な場合の漏えい率である約 4.8m ³ /h（21gpm 相当）よりさらに少ない値として、1台当たり約 1.5m ³ /hを設定。
外部電源	外部電源なし	「安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを設定。
水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水素の発生による原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を考慮する観点で、水素発生の主要因となるジルコニウム-水反応を考慮。なお、水の放射線分解等による水素発生量は少なく、影響が軽微であることから考慮していない。

第3.1.2.2表 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損））（代替補機冷却系を使用する場合）（2/2）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉システム始動	シールド部圧力降下 （補機故障）（仮定）	事象発生時にシステム停止、プライオリティ力でシステム起動することにより原子炉冷却水量を確保し、格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点で、原子炉システム始動時にシールド部圧力降下（補機故障）（仮定）を設定。
格納容器の冷却	原子炉格納容器の冷却水供給停止 （補機故障）（仮定）	原子炉格納容器の冷却水供給停止（補機故障）（仮定）を設定。
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能の喪失 （補機故障）（仮定）	原子炉補機冷却機能の喪失（補機故障）（仮定）を設定。
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能の喪失 （補機故障）（仮定）	原子炉補機冷却機能の喪失（補機故障）（仮定）を設定。
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能の喪失 （補機故障）（仮定）	原子炉補機冷却機能の喪失（補機故障）（仮定）を設定。
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能の喪失 （補機故障）（仮定）	原子炉補機冷却機能の喪失（補機故障）（仮定）を設定。

第7.2.1.2.2表 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の主要解析条件（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）（2/3）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
起因事象	外部電源喪失	起因事象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。
安全機能の喪失に対する仮定	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 補助給水機能喪失 原子炉補機冷却機能喪失 	原子炉格納容器へ注水されず過熱に至る観点で外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失及び補助給水機能の喪失を設定。代替格納容器スプレインレイ及び格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から原子炉補機冷却機能の喪失を設定。
RCPシールド部からの漏えい率（初期）	約 1.5m ³ /h（1台当たり） （事象発生時からの漏えいを仮定）	RCPシールド部の機能が維持されている場合の漏えい率を評価した結果と同程度の値として設定。
外部電源	外部電源なし	「安全機能の喪失に対する仮定」に示すとおり、外部電源なしを設定。
水素の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水素の発生による原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響を考慮する観点で、水素発生の主要因となるジルコニウム-水反応を考慮。なお、水の放射線分解等による水素発生量は少なく、影響が軽微であることから考慮していない。

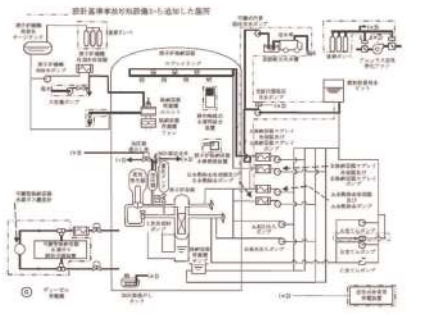
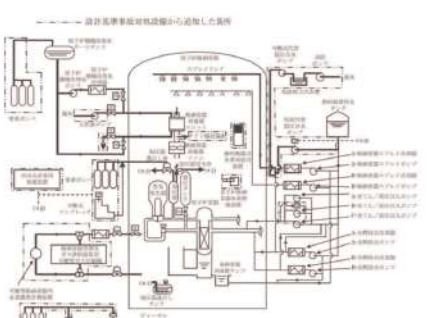
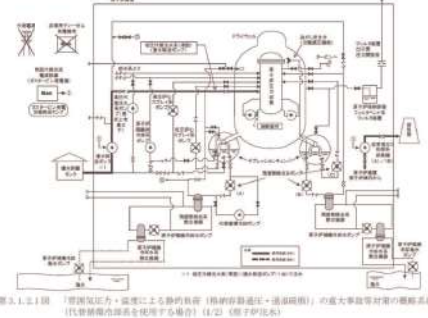
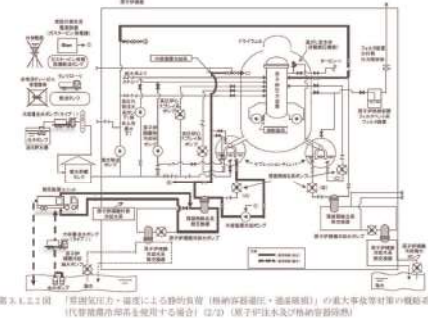
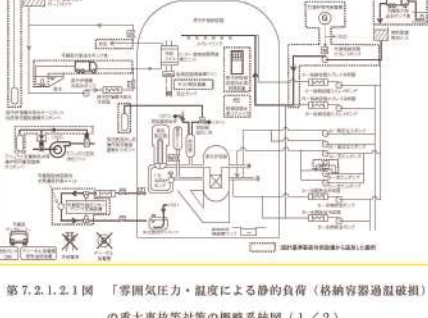
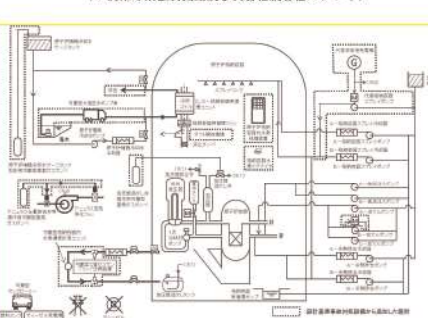
相違理由

【大阪、高浜】
 設計の相違
 ・泊は補機故障であり、設備仕様も異なることから「主要解析条件」及び「条件設定の考え方」の記載が一部異なる

【大阪、高浜】
 名称等の相違

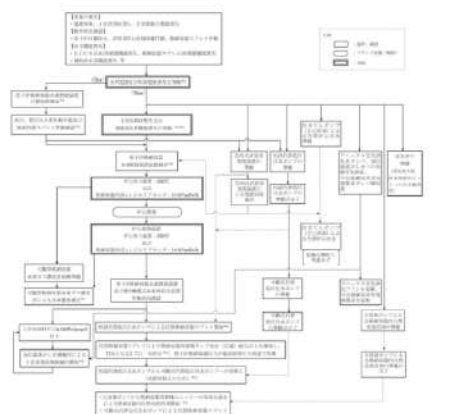
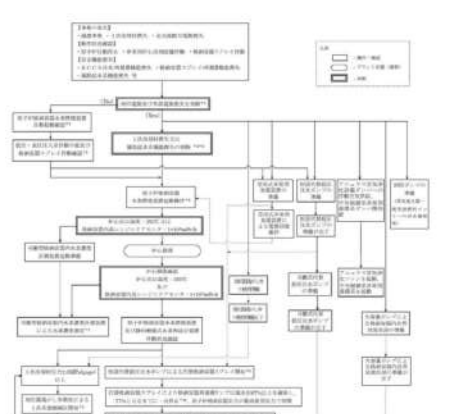
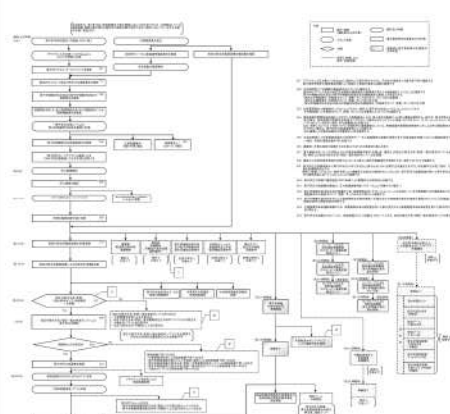
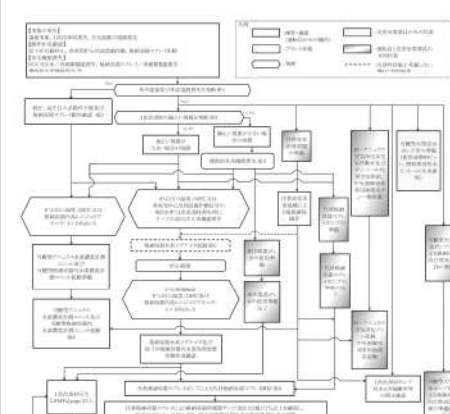
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.1.2 格納容器過温破損

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 3.1.2.1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図</p>	 <p>第 3.1.2.1.1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図</p>	 <p>第 3.1.2.1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温・過速破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替凝縮冷却系を使用する場合）（1/2）（原子炉圧水）</p>  <p>第 3.1.2.2 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温・過速破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替凝縮冷却系を使用する場合）（2/2）（原子炉圧水及び格納容器冷却）</p>	 <p>第 7.2.1.2.1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図（1/2）（1次冷却系強制減圧及び代替格納容器スプレイ）</p>  <p>第 7.2.1.2.1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図（2/2）（格納容器内自然対流冷却）</p>	<p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 名称等の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 （女川実績の反映）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・対応手段に志じた概略系統図とし、図のタイトルで識別 ・外部電源、ディーゼル発電機を 追記

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第3.1.2.2図 格納容器破損モード「空囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の対応手順の概要</p>	 <p>第3.1.2.1.2図 格納容器破損モード「空囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の対応手順の概要</p>	 <p>第7.2.1.2.2図 格納容器破損モード「空囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の対応手順の概要</p>	 <p>第7.2.1.2.2図 格納容器破損モード「空囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の対応手順の概要</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 （女川実績の反映） ・凡例に記載のとおり運転員及び災害対策員が行う作業を分けて記載 ・有効性評価上考慮しない操作・判断結果を破線で記載 【大阪、高浜】 設計の相違 【大阪、高浜】 名称等の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

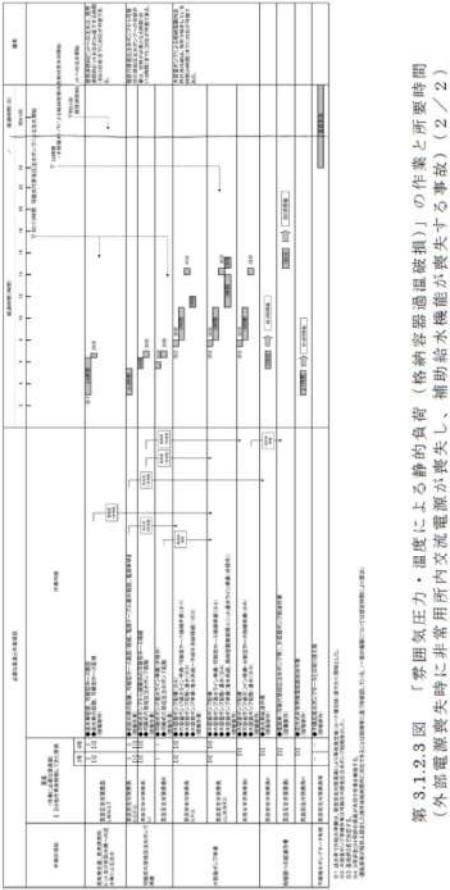
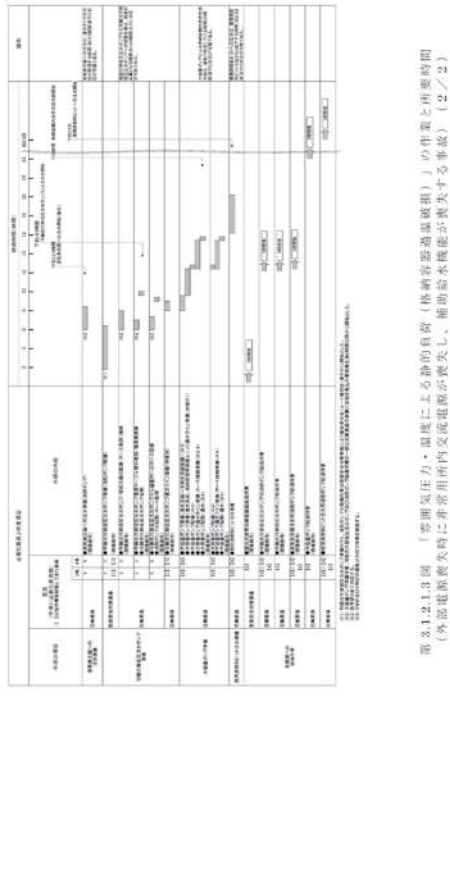
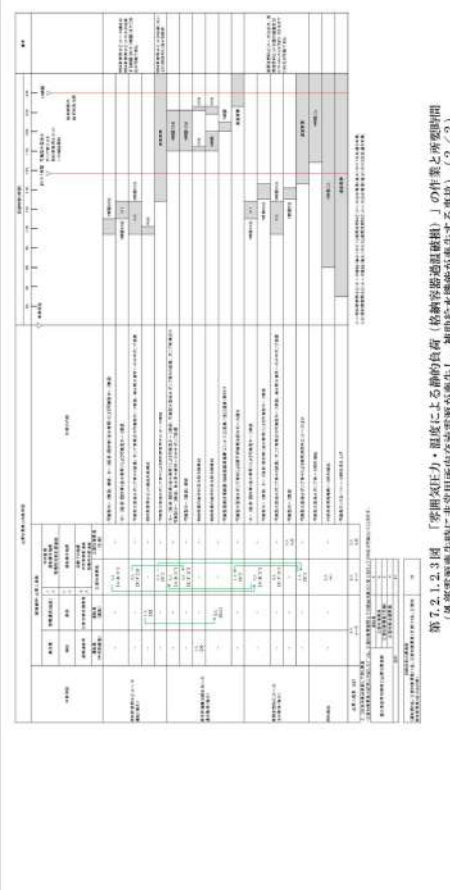
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.1.2 格納容器過温破損

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第3.1.2.3図 「要即応圧力・容量による静的負荷（格納容器過温破損）」の作業と所要時間 （外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）（1/2）</p>	<p>第3.1.2.3図 「要即応圧力・容量による静的負荷（格納容器過温破損）」の作業と所要時間 （外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）（1/2）</p>	<p>第3.1.2.3図 「要即応圧力・容量による静的負荷（格納容器過温破損）」の作業と所要時間 （外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）</p>	<p>第3.1.2.3図 「要即応圧力・容量による静的負荷（格納容器過温破損）」の作業と所要時間 （外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）（1/2）</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 （女川実績の反映） ・運転員を中央制御室と現場に分けて記載 ・有効性評価上考慮しない作業を色分けして記載</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 名称等の相違</p>

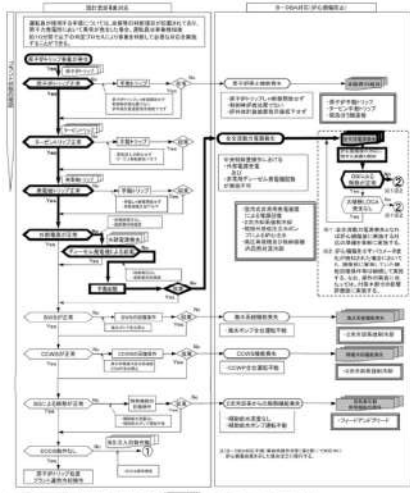
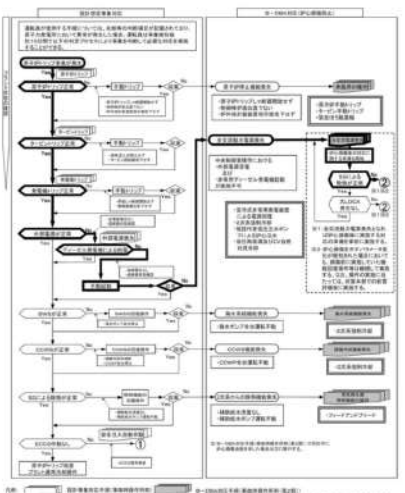

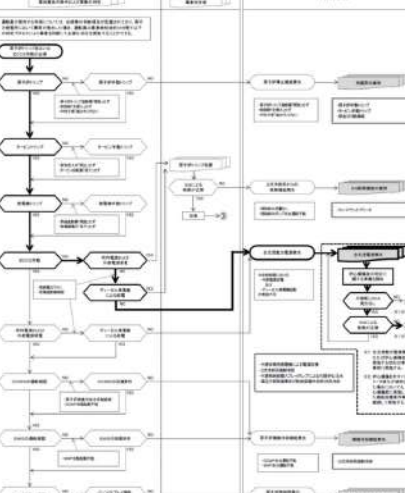
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.1.2 格納容器過温破損

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 3.1.2.3 図 「帯閉気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の作業と所要時間（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）（2/2）</p>	 <p>第 3.1.2.3 図 「帯閉気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の作業と所要時間（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）（2/2）</p>	<p>第 7.2.1.2.3 図 「帯閉気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の作業と所要時間（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）（2/2）</p>	 <p>第 7.2.1.2.3 図 「帯閉気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の作業と所要時間（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）（2/2）</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 （女川実績の反映） ・運転員を中央制御室と現場に分けて記載 ・有効性評価上考慮しない作業を色分けして記載</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 名称等の相違</p>

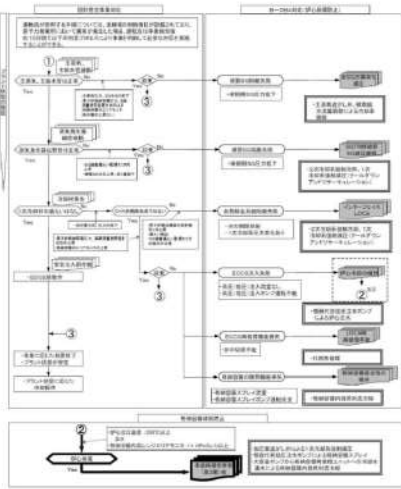
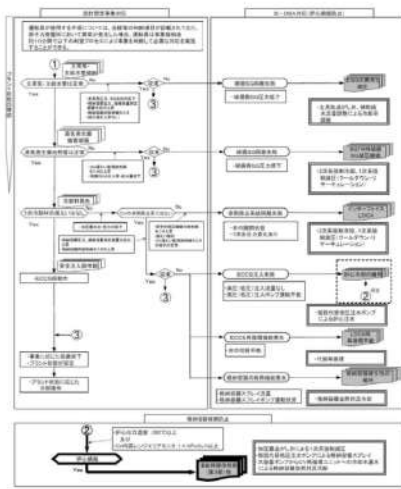

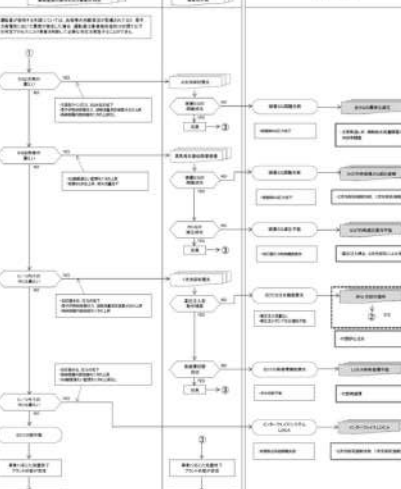
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.1.2 格納容器過温破損

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図 3.1.2.1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の事象進展（判定プロセス） (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故) (1/2)</p>	 <p>図 3.1.2.2 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の事象進展（判定プロセス） (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故) (1/2)</p>	 <p>図 3.1.2.3 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の事象進展（判定プロセス） (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故) (1/2)</p>	 <p>図 7.2.1.2.4 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の事象進展（判定プロセス） (外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故) (1/2)</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・使用する手順の構成の相違により示し方が異なる部分はあるが、事象判別プロセスとしての内容は同等</p>

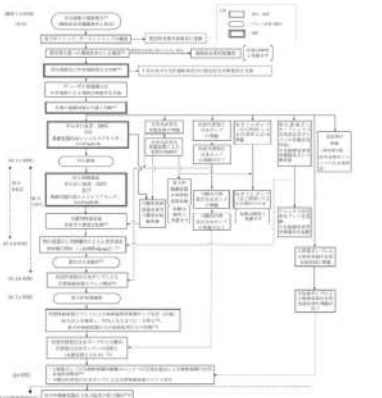
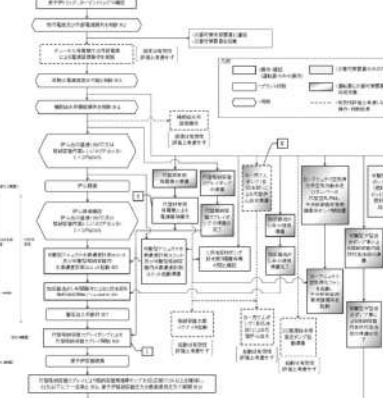
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.1.2 格納容器過温破損

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第 3.1.2.4 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の事象進展（判定プロセス） （外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）（2/2）</p>	 <p>第 3.1.2.1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の事象進展（判定プロセス） （外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）（2/2）</p>	 <p>第 7.2.1.2.4 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の事象進展（判定プロセス） （外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）（2/2）</p>	 <p>第 7.2.1.2.4 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の事象進展（判定プロセス） （外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）（2/2）</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・使用する手順の構成の相違により示し方が異なる部分はあるが、事象判別プロセスとしての内容は同等</p>

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>第3.1.2.5図 「常相気圧・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の事象進展（対応手順の概要） （外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）</p>	 <p>第3.1.2.2図 「常相気圧・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の事象進展（対応手順の概要） （外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）</p>	 <p>第7.2.1.2.5図 「常相気圧・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の事象進展（対応手順の概要） （外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）</p>	 <p>第7.2.1.2.5図 「常相気圧・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の事象進展（対応手順の概要） （外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 （女川実績の反映） ・凡例に記載のとおり運転員及び災害対策要員が行う作業を分けて記載 ・有効性評価上考慮しない操作・判断結果を破線で記載 ・有効性評価の対象とはしていないが、ほかに取り得る手段を記載</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 名称等の相違</p>

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>大阪発電所3/4号炉</p> <p>第 3.1.2.6 図 原子炉格納容器内水位の推移</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p> <p>第 3.1.2.2.3 図 原子炉格納容器内水位の推移</p>	<p>女川原子力発電所2号炉</p> <p>(事象進展図については格納容器過温破損にて参考までに記載しているため、過温破損では省略)</p>	<p>泊発電所3号炉</p> <p>第 7.2.1.2.6 図 原子炉格納容器内水位の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 3.1.2.7 図 上部プレナム気相温度の推移</p> <p>第 3.1.2.7 図 上部プレナム気相温度の推移</p>	<p>第 3.1.2.2.4 図 上部プレナム気相温度の推移</p> <p>第 3.1.2.2.4 図 上部プレナム気相温度の推移</p>		<p>第 7.2.1.2.7 図 上部プレナム気相温度の推移</p> <p>第 7.2.1.2.7 図 上部プレナム気相温度の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 3.1.2.8 図 原子炉格納容器圧力の推移</p>	<p>第 3.1.2.2.5 図 原子炉格納容器圧力の推移</p>		<p>第 7.2.1.2.8 図 原子炉格納容器圧力の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 3.1.2.9 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移</p>	<p>第 3.1.2.2.6 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移</p>		<p>第 7.2.1.2.9 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 3.1.2.10 図 原子炉格納容器圧力に占める水蒸気及び水素の分圧 (絶対圧)</p>	<p>第 3.1.2.7 図 原子炉格納容器圧力に占める水蒸気及び水素の分圧 (絶対圧)</p>		<p>第 7.2.1.2.10 図 原子炉格納容器圧力に占める水蒸気及び水素の分圧 (絶対圧) の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 3.1.2.11 図 原子炉下部キャビティ水量の推移</p>	<p>第 3.1.2.8 図 原子炉下部キャビティ水量の推移</p>		<p>第 7.2.1.2.11 図 原子炉下部キャビティ水量の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

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

7.2.1.2 格納容器過温破損

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 3.1.2.12 図 原子炉格納容器圧力の推移 (格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)</p>	<p>第 3.1.2.3.1 図 原子炉格納容器圧力の推移 (格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)</p>	<p>第 3.1.2.3.2 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)</p>	<p>第 7.2.1.2.12 図 原子炉格納容器圧力の推移 (格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・感度ケースの格納容器再循環ユニットの除熱特性の差異</p>
<p>第 3.1.2.13 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)</p>	<p>第 3.1.2.3.2 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)</p>	<p>第 7.2.1.2.13 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)</p>	<p>第 7.2.1.2.13 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・感度ケースの格納容器再循環ユニットの除熱特性の差異</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）

7.2.1.2 格納容器過温破壊

大阪発電所3/4号炉	高浜発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第 3.1.2.14 図 原子炉格納容器圧力の推移 (加圧器逃がし弁開放操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>第 3.1.2.3.3 図 原子炉格納容器圧力の推移 (加圧器逃がし弁開放操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>第 7.2.1.2.14 図 原子炉格納容器圧力の推移 (加圧器逃がし弁開放操作時間余裕確認)</p>	<p>第 7.2.1.2.14 図 原子炉格納容器圧力の推移 (加圧器逃がし弁開放操作時間余裕確認)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 3.1.2.15 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (加圧器逃がし弁開放操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>第 3.1.2.3.4 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (加圧器逃がし弁開放操作開始の時間余裕確認)</p>	<p>第 7.2.1.2.15 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (加圧器逃がし弁開放操作時間余裕確認)</p>	<p>第 7.2.1.2.15 図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (加圧器逃がし弁開放操作時間余裕確認)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.1 重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																																																																																																						
<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.2.1</p> <p style="text-align: center;">大飯3号及び4号炉の重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について</p> <p style="text-align: center;">（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温）、 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）</p> <p>評価事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」における個別解析条件を第1表に示す。</p> <p style="text-align: center;">第1表 システム熱水力解析用データ （格納容器過温、及び高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）</p> <table border="1" data-bbox="280 502 896 1396"> <thead> <tr> <th>名称</th> <th>数値</th> <th>解析上の取り扱い</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>(1) 原子炉保護設備</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 「1次冷却材ポンプ回転数低」 原子炉トリップ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 設定点</td> <td>92.6%定格点</td> <td>設計値（トリップ限界値）</td> </tr> <tr> <td> ii 応答時間</td> <td>0.6秒</td> <td>最大値（設計要求値）</td> </tr> <tr> <td>(2) 事故収束に重要な機器・操作関係</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 1次冷却材ポンプからの漏えい率 （定格圧力時）</td> <td>約4.6m³/h（1台当たり）</td> <td>最大値（実機評価値に余裕を考慮した値）</td> </tr> <tr> <td>2) 蓄圧タンク</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 基数</td> <td>4基（1ループ当たり1基）</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td> ii 保持圧力</td> <td>4.04MPa[gage]</td> <td>最低保持圧力</td> </tr> <tr> <td> iii 保有水量</td> <td>29.9m³（1基当たり）</td> <td>最低保有水量</td> </tr> <tr> <td>3) 加圧器速がし弁</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 開操作開始条件</td> <td>炉心溶融開始から10分後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td> ii 個数</td> <td>2個</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td> iii 容量</td> <td>95t/h（1個当たり）</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>4) 仮設代替低圧注水ポンプ（代替格納容器スプレイ）</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 開始条件</td> <td>炉心溶融開始から30分後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td> ii 台数</td> <td>1台</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td> iii 容量</td> <td>130m³/h</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td> iv 一旦停止条件</td> <td>(1)原子炉格納容器内保有水量が2,000m³に到達 (2)原子炉格納容器圧力が最高使用圧力（0.393MPa[gage]）未満</td> <td>運転員等操作条件</td> </tr> <tr> <td> v 間欠運転条件</td> <td>(1)原子炉格納容器圧力が最高使用圧力（0.393MPa[gage]）に到達してから30分後に作動 (2)原子炉格納容器圧力が0.34MPa[gage]まで低下で停止</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td> vi 完全停止条件</td> <td>事故発生の24時間後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td>5) 格納容器再循環ユニット</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 開始条件</td> <td>事故発生の24時間後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td> ii 台数</td> <td>2台</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	名称	数値	解析上の取り扱い	(1) 原子炉保護設備			1) 「1次冷却材ポンプ回転数低」 原子炉トリップ			i 設定点	92.6%定格点	設計値（トリップ限界値）	ii 応答時間	0.6秒	最大値（設計要求値）	(2) 事故収束に重要な機器・操作関係			1) 1次冷却材ポンプからの漏えい率 （定格圧力時）	約4.6m ³ /h（1台当たり）	最大値（実機評価値に余裕を考慮した値）	2) 蓄圧タンク			i 基数	4基（1ループ当たり1基）	設計値	ii 保持圧力	4.04MPa[gage]	最低保持圧力	iii 保有水量	29.9m ³ （1基当たり）	最低保有水量	3) 加圧器速がし弁			i 開操作開始条件	炉心溶融開始から10分後	運転員等操作余裕の考え方	ii 個数	2個	設計値	iii 容量	95t/h（1個当たり）	設計値	4) 仮設代替低圧注水ポンプ（代替格納容器スプレイ）			i 開始条件	炉心溶融開始から30分後	運転員等操作余裕の考え方	ii 台数	1台	設計値	iii 容量	130m ³ /h	設計値	iv 一旦停止条件	(1)原子炉格納容器内保有水量が2,000m ³ に到達 (2)原子炉格納容器圧力が最高使用圧力（0.393MPa[gage]）未満	運転員等操作条件	v 間欠運転条件	(1)原子炉格納容器圧力が最高使用圧力（0.393MPa[gage]）に到達してから30分後に作動 (2)原子炉格納容器圧力が0.34MPa[gage]まで低下で停止	運転員等操作余裕の考え方	vi 完全停止条件	事故発生の24時間後	運転員等操作余裕の考え方	5) 格納容器再循環ユニット			i 開始条件	事故発生の24時間後	運転員等操作余裕の考え方	ii 台数	2台		<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.2.1</p> <p style="text-align: center;">重大事故等対策の有効性評価に使用する個別解析条件について</p> <p style="text-align: center;">（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）</p> <p>評価事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」における個別解析条件を表1に示す。</p> <p style="text-align: center;">表1 システム熱水力解析用データ （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）</p> <table border="1" data-bbox="1131 566 1892 1404"> <thead> <tr> <th>名称</th> <th>数値</th> <th>解析上の取り扱い</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>(1) 原子炉保護設備</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 「1次冷却材ポンプ電源電圧低」 原子炉トリップ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 設定点</td> <td>65%定格点</td> <td>設計値（トリップ限界値）</td> </tr> <tr> <td> ii 応答遅れ</td> <td>1.8秒</td> <td>最大値（設計要求値）</td> </tr> <tr> <td>(2) 事故収束に重要な機器・操作関係</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>1) 1次冷却材ポンプからの漏えい率 （定格圧力時）</td> <td>約1.5m³/h（6.6gpm）（1台当たり）</td> <td>実機評価値と同程度の値</td> </tr> <tr> <td>2) 蓄圧タンク</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 基数</td> <td>3基（1ループ当たり1基）</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td> ii 保持圧力</td> <td>4.04MPa[gage]</td> <td>最低保持圧力</td> </tr> <tr> <td> iii 保有水量</td> <td>29.0m³（1基当たり）</td> <td>最低保有水量</td> </tr> <tr> <td>3) 加圧器速がし弁</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 開操作開始条件</td> <td>炉心溶融開始から10分後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td> ii 個数</td> <td>2個</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td> iii 容量</td> <td>95t/h（1個当たり）</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td>4) 代替格納容器スプレイポンプ</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 開始条件</td> <td>炉心溶融開始から30分後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td> ii 台数</td> <td>1台</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td> iii 容量</td> <td>140m³/h</td> <td>設計値</td> </tr> <tr> <td> iv 一旦停止条件</td> <td>(1)原子炉格納容器内保有水量が2,270m³に到達 (2)原子炉格納容器圧力が最高使用圧力（0.283MPa[gage]）未満</td> <td>運転員等操作条件</td> </tr> <tr> <td> v 間欠運転条件</td> <td>(1)原子炉格納容器圧力が最高使用圧力（0.283MPa[gage]）に到達してから30分後 (2)原子炉格納容器圧力が0.233MPa[gage]まで低下で停止</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td> vi 完全停止条件</td> <td>事故発生の24時間後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td>5) 格納容器再循環ユニット</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td> i 開始条件</td> <td>事故発生の24時間後</td> <td>運転員等操作余裕の考え方</td> </tr> <tr> <td> ii 台数</td> <td>2台</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	名称	数値	解析上の取り扱い	(1) 原子炉保護設備			1) 「1次冷却材ポンプ電源電圧低」 原子炉トリップ			i 設定点	65%定格点	設計値（トリップ限界値）	ii 応答遅れ	1.8秒	最大値（設計要求値）	(2) 事故収束に重要な機器・操作関係			1) 1次冷却材ポンプからの漏えい率 （定格圧力時）	約1.5m ³ /h（6.6gpm）（1台当たり）	実機評価値と同程度の値	2) 蓄圧タンク			i 基数	3基（1ループ当たり1基）	設計値	ii 保持圧力	4.04MPa[gage]	最低保持圧力	iii 保有水量	29.0m ³ （1基当たり）	最低保有水量	3) 加圧器速がし弁			i 開操作開始条件	炉心溶融開始から10分後	運転員等操作余裕の考え方	ii 個数	2個	設計値	iii 容量	95t/h（1個当たり）	設計値	4) 代替格納容器スプレイポンプ			i 開始条件	炉心溶融開始から30分後	運転員等操作余裕の考え方	ii 台数	1台	設計値	iii 容量	140m ³ /h	設計値	iv 一旦停止条件	(1)原子炉格納容器内保有水量が2,270m ³ に到達 (2)原子炉格納容器圧力が最高使用圧力（0.283MPa[gage]）未満	運転員等操作条件	v 間欠運転条件	(1)原子炉格納容器圧力が最高使用圧力（0.283MPa[gage]）に到達してから30分後 (2)原子炉格納容器圧力が0.233MPa[gage]まで低下で停止	運転員等操作余裕の考え方	vi 完全停止条件	事故発生の24時間後	運転員等操作余裕の考え方	5) 格納容器再循環ユニット			i 開始条件	事故発生の24時間後	運転員等操作余裕の考え方	ii 台数	2台		
名称	数値	解析上の取り扱い																																																																																																																																																						
(1) 原子炉保護設備																																																																																																																																																								
1) 「1次冷却材ポンプ回転数低」 原子炉トリップ																																																																																																																																																								
i 設定点	92.6%定格点	設計値（トリップ限界値）																																																																																																																																																						
ii 応答時間	0.6秒	最大値（設計要求値）																																																																																																																																																						
(2) 事故収束に重要な機器・操作関係																																																																																																																																																								
1) 1次冷却材ポンプからの漏えい率 （定格圧力時）	約4.6m ³ /h（1台当たり）	最大値（実機評価値に余裕を考慮した値）																																																																																																																																																						
2) 蓄圧タンク																																																																																																																																																								
i 基数	4基（1ループ当たり1基）	設計値																																																																																																																																																						
ii 保持圧力	4.04MPa[gage]	最低保持圧力																																																																																																																																																						
iii 保有水量	29.9m ³ （1基当たり）	最低保有水量																																																																																																																																																						
3) 加圧器速がし弁																																																																																																																																																								
i 開操作開始条件	炉心溶融開始から10分後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																																																																																						
ii 個数	2個	設計値																																																																																																																																																						
iii 容量	95t/h（1個当たり）	設計値																																																																																																																																																						
4) 仮設代替低圧注水ポンプ（代替格納容器スプレイ）																																																																																																																																																								
i 開始条件	炉心溶融開始から30分後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																																																																																						
ii 台数	1台	設計値																																																																																																																																																						
iii 容量	130m ³ /h	設計値																																																																																																																																																						
iv 一旦停止条件	(1)原子炉格納容器内保有水量が2,000m ³ に到達 (2)原子炉格納容器圧力が最高使用圧力（0.393MPa[gage]）未満	運転員等操作条件																																																																																																																																																						
v 間欠運転条件	(1)原子炉格納容器圧力が最高使用圧力（0.393MPa[gage]）に到達してから30分後に作動 (2)原子炉格納容器圧力が0.34MPa[gage]まで低下で停止	運転員等操作余裕の考え方																																																																																																																																																						
vi 完全停止条件	事故発生の24時間後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																																																																																						
5) 格納容器再循環ユニット																																																																																																																																																								
i 開始条件	事故発生の24時間後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																																																																																						
ii 台数	2台																																																																																																																																																							
名称	数値	解析上の取り扱い																																																																																																																																																						
(1) 原子炉保護設備																																																																																																																																																								
1) 「1次冷却材ポンプ電源電圧低」 原子炉トリップ																																																																																																																																																								
i 設定点	65%定格点	設計値（トリップ限界値）																																																																																																																																																						
ii 応答遅れ	1.8秒	最大値（設計要求値）																																																																																																																																																						
(2) 事故収束に重要な機器・操作関係																																																																																																																																																								
1) 1次冷却材ポンプからの漏えい率 （定格圧力時）	約1.5m ³ /h（6.6gpm）（1台当たり）	実機評価値と同程度の値																																																																																																																																																						
2) 蓄圧タンク																																																																																																																																																								
i 基数	3基（1ループ当たり1基）	設計値																																																																																																																																																						
ii 保持圧力	4.04MPa[gage]	最低保持圧力																																																																																																																																																						
iii 保有水量	29.0m ³ （1基当たり）	最低保有水量																																																																																																																																																						
3) 加圧器速がし弁																																																																																																																																																								
i 開操作開始条件	炉心溶融開始から10分後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																																																																																						
ii 個数	2個	設計値																																																																																																																																																						
iii 容量	95t/h（1個当たり）	設計値																																																																																																																																																						
4) 代替格納容器スプレイポンプ																																																																																																																																																								
i 開始条件	炉心溶融開始から30分後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																																																																																						
ii 台数	1台	設計値																																																																																																																																																						
iii 容量	140m ³ /h	設計値																																																																																																																																																						
iv 一旦停止条件	(1)原子炉格納容器内保有水量が2,270m ³ に到達 (2)原子炉格納容器圧力が最高使用圧力（0.283MPa[gage]）未満	運転員等操作条件																																																																																																																																																						
v 間欠運転条件	(1)原子炉格納容器圧力が最高使用圧力（0.283MPa[gage]）に到達してから30分後 (2)原子炉格納容器圧力が0.233MPa[gage]まで低下で停止	運転員等操作余裕の考え方																																																																																																																																																						
vi 完全停止条件	事故発生の24時間後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																																																																																						
5) 格納容器再循環ユニット																																																																																																																																																								
i 開始条件	事故発生の24時間後	運転員等操作余裕の考え方																																																																																																																																																						
ii 台数	2台																																																																																																																																																							

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.2 「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」における原子炉冷却材圧力バウンダリから現実的な漏えいを想定した場合の事象進展について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.2.2</p> <p style="text-align: center;">「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」における原子炉冷却材圧力バウンダリから現実的な漏えいを想定した場合の事象進展について</p> <p>1. はじめに</p> <p>格納容器破損防止対策の有効性評価のうち、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」「高压溶解物放出/格納容器雰囲気直接加熱（以下、「DCH」という。）」では、原子炉格納容器内温度の静的負荷や1次冷却材圧力を厳しく評価するため、全交流動力電源喪失に蒸気発生器2次冷却系への補助給水失敗を重量させた評価事故シーケンスを選定している。</p> <p>全交流動力電源喪失と補助給水失敗が発生すると、蒸気発生器からの除熱が低下することで1次冷却材圧力が上昇を開始するが、加圧器安全弁の開放及び閉止により圧力上昇は抑制され、高压状態が維持される。加圧器安全弁及びRCPシール部からの冷却材流出により原子炉容器内水位は低下し、その結果、炉心露出に至り、炉心で発生する蒸気は炉心露出部で過熱され、1,000℃を上回る高温過熱蒸気が上部プレナム、高温側配管、加圧器、蒸気発生器、クロスオーバー配管、1次冷却材ポンプ及び低温側配管に流入する可能性がある（図1参照）。しかし、本評価事故シーケンスでは、DCH対策における有効性評価の観点から、1次冷却材圧力を高く保持するために、原子炉冷却材圧力バウンダリ（以下、「RCPB」という。）からの漏えいを少なくなるよう、RCPシールからシールリークのみの漏えいを想定している。</p> <p>本資料では、高温過熱蒸気下におけるRCPBの健全性を現実的に評価した上で、漏えいが事象進展に与える影響について確認した。</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.2.2</p> <p style="text-align: center;">「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」における原子炉冷却材圧力バウンダリから現実的な漏えいを想定した場合の事象進展について</p> <p>1. はじめに</p> <p>格納容器破損防止対策の有効性評価のうち、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」「高压溶解物放出/格納容器雰囲気直接加熱（以下、「DCH」という。）」では、原子炉格納容器内温度の静的負荷や1次冷却材圧力を厳しく評価するため、全交流動力電源喪失に蒸気発生器2次側への補助給水失敗を重量させた評価事故シーケンスを選定している。</p> <p>全交流動力電源喪失と補助給水失敗が発生すると、蒸気発生器からの除熱が低下することで1次冷却材圧力が上昇を開始するが、加圧器安全弁の開放及び閉止により圧力上昇は抑制され、高压状態が維持される。その後、加圧器安全弁及び1次冷却材ポンプ（以下、「RCP」という。）シール部からの冷却材流出により原子炉容器内水位は低下し、その結果、炉心露出に至り、炉心で発生する蒸気は炉心露出部で過熱され、1,000℃を上回る高温過熱蒸気が上部プレナム、高温側配管、加圧器、蒸気発生器、クロスオーバー配管、RCP及び低温側配管に流入する可能性がある（図1参照）。しかし、本評価事故シーケンスでは、DCH対策における有効性評価の観点から、1次冷却材圧力を高く保持するために、原子炉冷却材圧力バウンダリ（以下、「RCPB」という。）からの漏えいを少なくなるよう、RCPシールからシールリークのみの漏えいを想定している。</p> <p>本資料では、高温過熱蒸気下におけるRCPBの健全性を現実的に評価した上で、漏えいが事象進展に与える影響について確認した。</p>	<p style="text-align: center;">記載表現の相違</p>

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.2 「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」における原子炉冷却材圧力バウンダリから現実的な漏えいを想定した場合の事象進展について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図1 大飯3/4号炉 概略系統図</p>	<p>図1 概略系統図</p>	

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.2 「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」における原子炉冷却材圧力バウンダリから現実的な漏えいを想定した場合の事象進展について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>2. 原子炉冷却材圧力バウンダリ健全性評価</p> <p>1次冷却材圧力を高く保持することとした当該シーケンスにおける原子炉各部の冷却材並びに構造材の温度変化を図2-1～図2-4に示す。これらの評価に基づき、原子炉各部位及び機器健全性評価結果を以下にまとめる。</p> <p>(1) 評価対象部位等の抽出の考え方</p> <p>RCPBの健全性評価にあたって、その健全性の検討が必要と考えられる部位及び機器等を以下のとおり抽出した。</p> <p>a. 加圧器逃がし弁及び安全弁</p> <p>当該シーケンスでは、加圧器安全弁による1次冷却材圧力上昇の抑制、加圧器逃がし弁の強制開放による1次冷却系減圧操作がアクシデントマネジメント策となることから、弁機能が保持される必要がある。</p> <p>b. 蒸気発生器伝熱管</p> <p>「炉心損傷防止対策」において格納容器バイパスに対する有効性評価が実施されているが、過熱蒸気が蒸気発生器伝熱管に流入して高温クリープによる損傷が生じる可能性がある。</p> <p>c. RCPシール</p> <p>前述の通り、当該シーケンスでは1次冷却材圧力を高く評価するようRCPシールLOCAではなくシールリークの発生を想定しているが、当該シーケンスでは1次冷却材の圧力及び温度が高くなることから、RCPシールLOCAが発生する可能性がある。</p> <p>d. その他</p> <p>過熱蒸気によるRCPB機能の喪失として、過熱蒸気により構造材温度が上昇することによる接続部のボルトの締付荷重の低下、また、過熱蒸気によるシール材の損傷が挙げられる。また、1次冷却系と原子炉格納容器系の圧力差が配管にかかる応力となることから、構造材が高温化することによるクリープ破損の発生も想定される。</p> <p>ここでは、加圧器逃がし弁の強制開放による1次冷却系減圧がなされるまでに、過熱蒸気が侵入する以下の部位及び機器を評価対象として抽出する。</p> <p>(1)原子炉容器上部領域 (2)高温側配管 (3)加圧器 (4)加圧器マンホール (5)蒸気発生器1次側マンホール</p> <p>また、高温クリープによる損傷の観点から、以下を評価対象として抽出する。</p> <p>(6)高温側配管 (7)加圧器サージ管</p>	<p>2. 原子炉冷却材圧力バウンダリ健全性評価</p> <p>1次冷却材圧力を高く保持することとした当該シーケンスにおける原子炉各部の冷却材並びに構造材の温度変化を図2-1～図2-4に示す。これらの評価に基づき、原子炉各部位及び機器健全性評価結果を以下にまとめる。</p> <p>(1) 評価対象部位等の抽出の考え方</p> <p>RCPBの健全性評価にあたって、その健全性の検討が必要と考えられる部位及び機器等を以下のとおり抽出した。</p> <p>a. 加圧器逃がし弁及び安全弁</p> <p>当該シーケンスでは、加圧器安全弁による1次冷却材圧力上昇の抑制、加圧器逃がし弁の強制開放による1次冷却系減圧操作がアクシデントマネジメント策となることから、弁機能が保持される必要がある。</p> <p>b. 蒸気発生器伝熱管</p> <p>「炉心損傷防止対策」において格納容器バイパスに対する有効性評価が実施されているが、過熱蒸気が蒸気発生器伝熱管に流入して高温クリープによる損傷が生じる可能性がある。</p> <p>c. RCPシール</p> <p>前述の通り、当該シーケンスでは1次冷却材圧力を高く評価するようRCPシールLOCAではなくシールリークの発生を想定しているが、当該シーケンスでは1次冷却材の圧力及び温度が高くなることから、RCPシールLOCAが発生する可能性がある。</p> <p>d. その他</p> <p>過熱蒸気によるRCPB機能の喪失として、過熱蒸気により構造材温度が上昇することによる接続部のボルトの締付荷重の低下、また、過熱蒸気によるシール材の損傷が挙げられる。また、1次冷却系と原子炉格納容器系の圧力差が配管にかかる応力となることから、構造材が高温化することによるクリープ破損の発生も想定される。</p> <p>ここでは、加圧器逃がし弁の強制開放による1次冷却系減圧がなされるまでに、過熱蒸気が侵入する以下の部位及び機器を評価対象として抽出する。</p> <p>(1)原子炉容器上部領域 (2)高温側配管 (3)加圧器 (4)加圧器マンホール (5)蒸気発生器1次側マンホール</p> <p>また、高温クリープによる損傷の観点から、以下を評価対象として抽出する。</p> <p>(6)高温側配管 (7)加圧器サージ管</p>	

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.2 「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」における原子炉冷却材圧力バウンダリから現実的な漏えいを想定した場合の事象進展について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>(2) 評価対象部位等の抽出結果</p> <p>(1) に基づき、1次冷却材圧力が高く保持された場合を想定して、RCPB健全性評価が必要な部位及び機器の抽出を行った。評価の対象として抽出した部位及び機器は以下の通りである。</p> <p>①加圧器逃がし弁及び安全弁（a. 及びd. (3)より） ②蒸気発生器伝熱管（b. より） ③RCPシール（c. より） ④原子炉容器ふたフランジ（d. (1)より） ⑤加圧器マンホール（d. (4)より） ⑥蒸気発生器1次側マンホール（d. (5)より） ⑦高温側配管及び加圧器サージ管（d. (2)、(6)及び(7)より）</p> <p>高温側配管と加圧器サージ管について、炉心上部プレナムから高温蒸気が直接流入して熱的に厳しい条件となること、また、これら配管の破断が原子炉格納容器応答に与える影響は定性的に同じとなることから、ここでは高温側配管を代表させる。</p> <p>(3) 漏えい評価</p> <p>1次冷却材圧力が高く保持された当該シーケンスの過渡応答図を図2-1～2-4に示し、これらの図から抽出した部位及び機器からの漏えい評価を以下のとおり行った。</p> <p>①加圧器逃がし弁及び安全弁</p> <p>事故発生後、加圧器安全弁が作動している事故後の約3.3時間までは、加圧器の流体温度、構造材温度（図2-4）は約350℃に留まり、加圧器逃がし弁及び安全弁の最高使用温度（360℃）を下回ることから、加圧器逃がし弁及び安全弁は圧力上昇を抑制する機能を保持する。</p> <p>その後、加圧器逃がし弁が強制開放されて1次冷却系減圧が開始すると同時に、加圧器内の過熱蒸気流量が増加し、加圧器構造材の温度が上昇を開始する。加圧器の蒸気温度及び構造材温度は最大で約990℃、約910℃に至るが、別紙1に示すとおり流路閉塞はなく流路はわずかに広がる方向であること、フェイルクローズによる閉止の懸念はないことから、事象進展に影響を与えることはない。</p> <p>②蒸気発生器伝熱管</p> <p>加圧器逃がし弁と同様に、事故発生後、しばらくは蒸気発生器伝熱管の蒸気温度及び構造材温度は約350℃程度に留まる（図2-4）。事故進展とともに原子炉容器内水位が低下すると、上部プレナムと蒸気発生器入口プレナム、もしくは出口プレナムとの間に蒸気対流が発生し、伝熱管の温度が上昇する。</p> <p>海外の知見*を参照すると、炉心溶融後にクリーブ破損によって蒸気発生器伝熱管が破損に至る（TI-SGTR）には、2次冷却系が低圧となる必要があるなど極めて限定的な条件を満たす場合に発生しうる事象であることが解析的に確認されている。当該シーケンスでは、主蒸気安全弁の作動により蒸気発生器2次冷却系の健全性は保たれ、2次冷却系が著しく減圧することはないことから、TI-SGTRが発生することはない、事象進展に影響を与えることはない。</p>	<p>(2) 評価対象部位等の抽出結果</p> <p>(1) に基づき、1次冷却材圧力が高く保持された場合を想定して、RCPB健全性評価が必要な部位及び機器の抽出を行った。評価の対象として抽出した部位及び機器は以下の通りである。</p> <p>①加圧器逃がし弁及び安全弁（a. 及びd. (3)より） ②蒸気発生器伝熱管（b. より） ③RCPシール（c. より） ④原子炉容器蓋フランジ（d. (1)より） ⑤加圧器マンホール（d. (4)より） ⑥蒸気発生器1次側マンホール（d. (5)より） ⑦高温側配管及び加圧器サージ管（d. (2)、(6)及び(7)より）</p> <p>高温側配管と加圧器サージ管について、炉心上部プレナムから高温蒸気が直接流入して熱的に厳しい条件となること、また、これら配管の破断が原子炉格納容器応答に与える影響は定性的に同じとなることから、ここでは高温側配管を代表させる。</p> <p>(3) 漏えい評価</p> <p>1次冷却材圧力が高く保持された当該シーケンスの過渡応答図を図2-1～2-4に示し、これらの図から抽出した部位及び機器からの漏えい評価を以下のとおり行った。</p> <p>①加圧器逃がし弁及び安全弁</p> <p>事故発生後、加圧器安全弁が作動している事故後の約3.3時間までは、加圧器の流体温度、構造材温度（図2-4）は約350℃に留まり、加圧器逃がし弁及び安全弁の最高使用温度（360℃）を下回ることから、加圧器逃がし弁及び安全弁は圧力上昇を抑制する機能を保持する。</p> <p>その後、加圧器逃がし弁が強制開放されて1次冷却系減圧が開始すると同時に、加圧器内の過熱蒸気流量が増加し、加圧器構造材の温度が上昇を開始する。加圧器の蒸気温度及び構造材温度は最大で約920℃、約860℃に至るが、別紙1に示すとおり流路閉塞はなく流路はわずかに広がる方向であること、フェイルクローズによる閉止の懸念はないことから、事象進展に影響を与えることはない。</p> <p>②蒸気発生器伝熱管</p> <p>加圧器逃がし弁と同様に、事故発生後、しばらくは蒸気発生器伝熱管の蒸気温度及び構造材温度は約350℃程度に留まる（図2-4）。事故進展とともに原子炉容器内水位が低下すると、上部プレナムと蒸気発生器入口プレナム、もしくは出口プレナムとの間に蒸気対流が発生し、伝熱管の温度が上昇する。</p> <p>海外の知見*を参照すると、炉心溶融後にクリーブ破損によって蒸気発生器伝熱管が破損に至る（TI-SGTR）には、2次冷却系が低圧となる必要があるなど極めて限定的な条件を満たす場合に発生しうる事象であることが解析的に確認されている。当該シーケンスでは、主蒸気安全弁の作動により蒸気発生器2次冷却系の健全性は保たれ、2次冷却系が著しく減圧することはないことから、TI-SGTRが発生することはない、事象進展に影響を与えることはない。</p>	<p>解析結果の相違</p>

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.2 「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」における原子炉冷却材圧力バウンダリから現実的な漏えいを想定した場合の事象進展について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>※：「NUREG/CR-6995 SCDAP/RELAP5 Thermal-Hydraulic Evaluation of the Potential for Containment Bypass During Extended Station Blackout Severe Accident Sequences in a Westinghouse Four-Loop PWR」</p> <p>③RCPシール</p> <p>事故発生後、全交流動力電源喪失に伴う原子炉補機冷却機能喪失により、1次冷却材及び構造材温度は約350℃以上に至り、原子炉容器内水位の低下により蒸気が流入すると冷却材及び構造材温度は更に上昇する（図2-3）。RCPシールの耐環境性試験にて290℃までの健全性は確認されているが、350℃の温度条件下においてはシールが損傷してLOCA相当の冷却材漏えいが生じると想定される。</p> <p>④原子炉容器ふたフランジ</p> <p>事故発生後、炉心露出により蒸気は著しく過熱され、事故後の約3.1時間で上部プレナムに流入する蒸気温度は1,000℃を上回る状態になる。また、原子炉容器上部ふたの構造材温度も上昇して375℃を上回る状態となる（図2-1及び図2-2）。</p> <p>原子炉容器ふたフランジは上部プレナムの上部に位置し、スタッドボルトにより締付けられ、原子炉容器シール材により冷却材の漏えいを防止している。構造材温度が上昇して375℃を超えると原子炉容器スタッドボルトの締付荷重が低下することから漏えいが生じるが、原子炉容器スタッドボルトにかかる引張応力（441MPa^{*1}）は降伏応力（642MPa^{*2}）を下回ることから、原子炉容器スタッドボルトは弾性変形範囲にとどまり、破損することはない。</p> <p>なお、原子炉容器シール材の最高使用温度が550℃であり、前述の蒸気及び構造材温度から原子炉容器シール材も損傷するものと考えられるが、原子炉容器シール材自体は、原子炉容器ふたに形成されている溝の中で、その形状を維持することから、原子炉容器シール材自体に過度の変形及び損傷は発生しないと考えられる。</p> <p>※1：圧力を原子炉容器の最高使用圧力と仮定、原子炉容器ふたが押し上げられる荷重が全てボルトに作用すると仮定</p> <p>※2：原子炉容器スタッドボルトの温度は500℃以下になると想定されるが、保守的に原子炉容器スタッドボルトの温度を、ASMEに記載されているボルト用合金鋼の最高温度525℃と仮定</p> <p>⑤加圧器マンホール</p> <p>加圧器の流体及び構造材温度の推移は①で述べた通りである。加圧器逃がし弁の強制開放までは約350℃に留まり、この温度ではボルト締付荷重の低下が原因で、漏えいに至ることはない。また、シール材となるガスケットの最高使用温度は450℃であり、損傷には至らない。（図2-4）</p> <p>なお、加圧器逃がし弁強制開放後の加圧器内の蒸気及び構造材温度の上昇により、加圧器マンホールからの漏えいが想定される。しかし、加圧器内の流動は、逃がし弁からの流出が継続しており、また、シール材の損傷により想定される加圧器マンホールの漏えい面積は加圧器逃がし弁の流路と比較して十分に小さいと考えられ、加圧器マンホールからの流出は小さく、また、事象進展への影響は無視できると判断できる。</p>	<p>※：「NUREG/CR-6995 SCDAP/RELAP5 Thermal-Hydraulic Evaluation of the Potential for Containment Bypass During Extended Station Blackout Severe Accident Sequences in a Westinghouse Four-Loop PWR」</p> <p>③RCPシール</p> <p>事故発生後、全交流動力電源喪失に伴う原子炉補機冷却機能喪失により、1次冷却材及び構造材温度は約350℃以上に至り、原子炉容器内水位の低下により蒸気が流入すると冷却材及び構造材温度は更に上昇する（図2-3）。RCPシールの耐環境性試験にて290℃までの健全性は確認されているが、350℃の温度条件下においてはシールが損傷してLOCA相当の冷却材漏えいが生じると想定される。</p> <p>④原子炉容器蓋フランジ</p> <p>事故発生後、炉心露出により蒸気は著しく過熱され、事故後の約3.1時間で上部プレナムに流入する蒸気温度は1,000℃を上回る状態になる。また、原子炉容器蓋の構造材温度も上昇して400℃を上回る状態となる（図2-1及び図2-2）。</p> <p>原子炉容器蓋フランジは上部プレナムの上部に位置し、スタッドボルトにより締付けられ、原子炉容器シール材により冷却材の漏えいを防止している。構造材温度が上昇して400℃を超えると原子炉容器スタッドボルトの締付荷重が低下することから漏えいが生じるが、原子炉容器スタッドボルトにかかる引張応力（443MPa^{*1}）は降伏応力（642MPa^{*2}）を下回ることから、原子炉容器スタッドボルトは弾性変形範囲にとどまり、破損することはない。</p> <p>なお、原子炉容器シール材の最高使用温度が550℃であり、前述の蒸気及び構造材温度から原子炉容器シール材も損傷するものと考えられるが、原子炉容器シール材自体は、原子炉容器蓋に形成されている溝の中で、その形状を維持することから、原子炉容器シール材自体に過度の変形及び損傷は発生しないと考えられる。</p> <p>※1：圧力を原子炉容器の最高使用圧力と仮定、原子炉容器蓋が押し上げられる荷重が全てボルトに作用すると仮定</p> <p>※2：原子炉容器スタッドボルトの温度は500℃以下になると想定されるが、保守的に原子炉容器スタッドボルトの温度を、ASMEに記載されているボルト用合金鋼の最高温度525℃と仮定</p> <p>⑤加圧器マンホール</p> <p>加圧器の流体及び構造材温度の推移は①で述べた通りである。加圧器逃がし弁の強制開放までは約350℃に留まり、この温度ではボルト締付荷重の低下が原因で、漏えいに至ることはない。また、シール材となるガスケットの最高使用温度は450℃であり、損傷には至らない。（図2-4）</p> <p>なお、加圧器逃がし弁強制開放後の加圧器内の蒸気及び構造材温度の上昇により、加圧器マンホールからの漏えいが想定される。しかし、加圧器内の流動は、逃がし弁からの流出が継続しており、また、シール材の損傷により想定される加圧器マンホールの漏えい面積は加圧器逃がし弁の流路と比較して十分に小さいと考えられ、加圧器マンホールからの流出は小さく、また、事象進展への影響は無視できると判断できる。</p>	<p></p> <p>設備名称の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.2 「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」における原子炉冷却材圧力バウンダリから現実的な漏えいを想定した場合の事象進展について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>⑥蒸気発生器1次側マンホール</p> <p>蒸気発生器の流体及び構造材温度の推移は②で述べた通りである。上部プレナムと蒸気発生器プレナム間の対流による影響による温度上昇が生じるまでの温度は約350℃に留まり、同温度ではマンホールボルトの締付荷重が低下し、漏えいに至ることはない。また、シール材となるガスケット最高使用温度は450℃であり、損傷には至らない。</p> <p>事故発生後の約2.3時間で蒸気発生器1次側の蒸気及び構造材温度が上昇を開始するが、その温度上昇は限定的で、また、加圧器逃がし弁強制開放により一時的に上昇も抑制される。その後、蒸気流れにより緩やかに温度が上昇して構造材温度は約520℃まで達するが、1次冷却系内の流動は、逃がし弁からの流出が継続しており、また、ボルト締付荷重の低下により想定される蒸気発生器1次側マンホールの漏えい面積は加圧器逃がし弁の流路と比較して十分に小さいと考えられ、蒸気発生器1次側マンホールの漏えいは小さく、また、事象進展への影響は無視できると判断できる。</p> <p>⑦高温側配管及び加圧器サージ管</p> <p>蒸気発生器伝熱管と同様に、事故後の約2.3時間までの1次冷却材及び構造材温度は約350℃に留まるが、上部プレナムと蒸気発生器入口及び出口プレナム間の自然対流が発生すると温度上昇が開始する（図2-1及び図2-2）。事故の約3.3時間で加圧器逃がし弁強制開放により一時的に蒸気及び構造材温度が増加するため、漏えいが生じる可能性がある。</p>	<p>⑥蒸気発生器1次側マンホール</p> <p>蒸気発生器の流体及び構造材温度の推移は②で述べた通りである。上部プレナムと蒸気発生器プレナム間の対流による影響による温度上昇が生じるまでの温度は約350℃に留まり、同温度ではマンホールボルトの締付荷重が低下し、漏えいに至ることはない。また、シール材となるガスケット最高使用温度は450℃であり、損傷には至らない。</p> <p>事故発生後の約2.3時間で蒸気発生器1次側の蒸気及び構造材温度が上昇を開始するが、その温度上昇は限定的で、また、加圧器逃がし弁強制開放により一時的に上昇も抑制される。その後、蒸気流れにより緩やかに温度が上昇して構造材温度は約460℃まで達するが、1次冷却系内の流動は、逃がし弁からの流出が継続しており、また、ボルト締付荷重の低下により想定される蒸気発生器1次側マンホールの漏えい面積は加圧器逃がし弁の流路と比較して十分に小さいと考えられ、蒸気発生器1次側マンホールの漏えいは小さく、また、事象進展への影響は無視できると判断できる。</p> <p>⑦高温側配管及び加圧器サージ管</p> <p>蒸気発生器伝熱管と同様に、事故後の約2.3時間までの1次冷却材及び構造材温度は約350℃に留まるが、上部プレナムと蒸気発生器入口及び出口プレナム間の自然対流が発生すると温度上昇が開始する（図2-1及び図2-2）。事故の約3.3時間で加圧器逃がし弁強制開放により一時的に蒸気及び構造材温度が増加するため、漏えいが生じる可能性がある。</p>	<p>解析結果の相違</p>

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

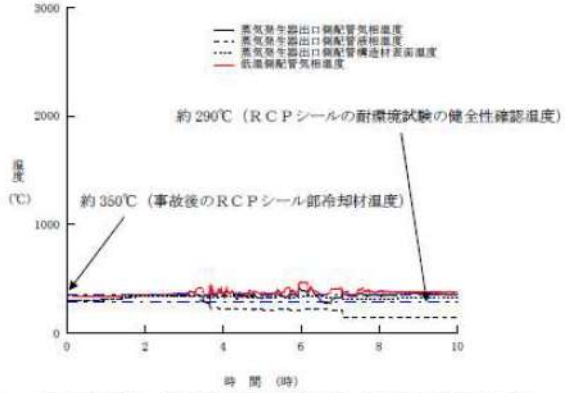
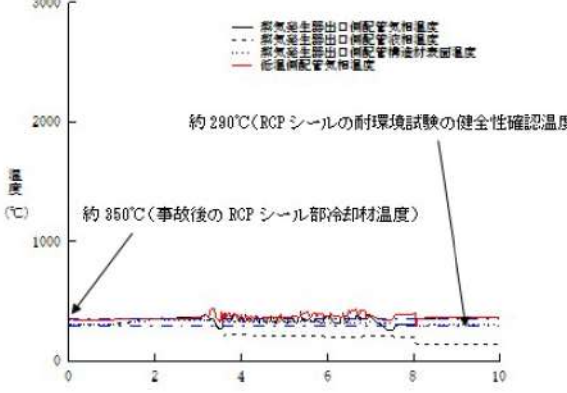
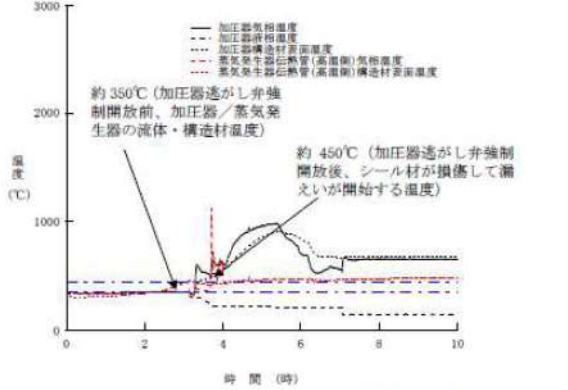
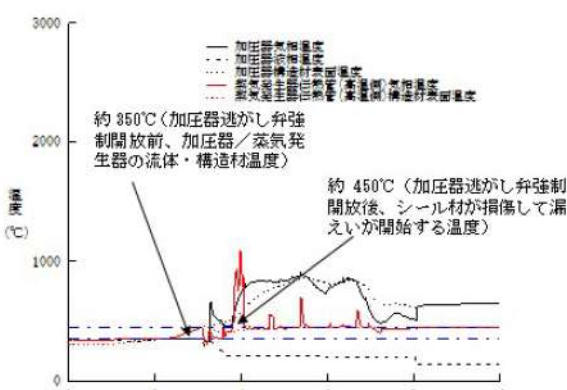
7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.2 「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」における原子炉冷却材圧力バウンダリから現実的な漏えいを想定した場合の事象進展について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図2-1 炉心、上部プレナム及び高温側配管の流体温度</p>	<p>図2-1 炉心、上部プレナム及び高温側配管の流体温度</p>	
<p>図2-2 原子炉容器ふた及び高温側配管の構造材温度</p>	<p>図2-2 原子炉容器蓋及び高温側配管の構造材温度</p>	

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.2 「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」における原子炉冷却材圧力バウンダリから現実的な漏えいを想定した場合の事象進展について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>図2-3 蒸気発生器出口側配管及び低温側配管の流体及び構造材温度</p>	 <p>図2-3 蒸気発生器出口側配管及び低温側配管の流体・構造材温度</p>	
 <p>図2-4 加圧器及び蒸気発生器の流体及び構造材温度</p>	 <p>図2-4 加圧器及び蒸気発生器の流体・構造材温度</p>	

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.2 「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」における原子炉冷却材圧力バウンダリから現実的な漏えいを想定した場合の事象進展について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3. 原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいが事象進展に与える影響</p> <p>(1) 事象進展に与える影響評価</p> <p>前章で評価したとおり、全交流動力電源喪失+補助給水失敗時に想定されるRCPB各部で漏えいが想定される部位及び機器は以下の3つである。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・RCPシール ・原子炉容器ふたフランジ ・高温側配管 <p>全交流動力電源喪失+補助給水失敗が発生した場合、現実的にはまずRCPシールLOCAが発生する。</p> <p>運転員は2次冷却系からの冷却を試みるが、補助給水失敗が重畳することから、「2次冷却系からの除熱機能喪失」と同様、フィードアンドブリードを実施することとなる。</p> <p>そこで、当該シーケンスにおいてRCPシールから $109\text{m}^3/\text{h}$（大飯3 / 4号炉のシールLOCA時の漏えい量）の漏えいが発生し、フィードアンドブリードを実施した場合の1次冷却材圧力、原子炉容器内水位及び燃料被覆管温度の推移を、基本ケースと比較して図3-1～3に示す。</p> <p>基本ケースでは1次冷却材圧力が高いことから炉心損傷を防止できるアクシデントマネジメント策がなく、炉心損傷を防止することは困難である。しかし、事故発生後のRCPシールからの漏えい（$109\text{m}^3/\text{h}$）により1次冷却系の減圧が進み、その後、1次冷却材圧力の低下に伴うRCP漏えい流量の低下と蒸気発生器からの除熱低下により1次冷却材圧力は再び上昇するものの、事故後の90分で充てん注入が可能となり、フィードアンドブリードが開始されると、1次冷却系の減温減圧が速やかに進み、結果として、炉心損傷には至らない。また、原子炉容器ふたフランジや高温側配管から漏えいすることはない。</p> <p>事故直後のRCPシールLOCAにより、基本ケースと比較して、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が進む。IPd到達後の30分以降から代替スプレーによる格納容器冷却、また、事故後の24時間以降の格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は低く抑えられ、原子炉格納容器最高使用圧力の2倍（0.78MPa [gage]）及び200°Cを下回る。これら一連の操作は、「全交流動力電源喪失」時の操作と同様である。</p> <p>以上のことから、当該シーケンスでは現実的な漏えいとしてまずRCPシールLOCAが発生するが、「2次冷却系からの除熱機能喪失」と同様の操作を実施することで、結果として炉心損傷に至ることはなかった。</p> <p>(2) 原子炉容器ふたフランジのみ漏えいした場合の影響評価</p> <p>(1)に示すように、当該シーケンスで現実的なRCPBからの漏えいを想定した場合、RCPシールLOCAの発生により1次冷却材圧力が低下し、結果として炉心損傷を防止できたが、仮に1次冷却材圧力が高く保持され原子炉容器ふたフランジのみから漏えいが発生した場合の感度を確認した。評価結果を図3-4～6に示す。</p>	<p>3. 原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいが事象進展に与える影響</p> <p>(1) 事象進展に与える影響評価</p> <p>前章で評価したとおり、全交流動力電源喪失+補助給水失敗時に想定されるRCPB各部で漏えいが想定される部位及び機器は以下の3つである。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・RCPシール ・原子炉容器蓋フランジ ・高温側配管 <p>全交流動力電源喪失+補助給水失敗が発生した場合、現実的にはまずRCPシールLOCAが発生する。</p> <p>運転員は2次冷却系からの冷却を試みるが、補助給水失敗が重畳することから、「2次冷却系からの除熱機能喪失」と同様、フィードアンドブリードを実施することとなる。</p> <p>そこで、当該シーケンスにおいてRCPシールから約 $99\text{m}^3/\text{h}$（泊3号炉のシールLOCA時の漏えい量）の漏えいが発生し、フィードアンドブリードを実施した場合の1次冷却材圧力、原子炉容器内水位及び燃料被覆管温度の推移を、基本ケースと比較して図3-1～3に示す。</p> <p>基本ケースでは1次冷却材圧力が高いことから炉心損傷を防止できるアクシデントマネジメント策がなく、炉心損傷を防止することは困難である。しかし、事故発生後のRCPシールからの漏えい（約 $99\text{m}^3/\text{h}$）により1次冷却系の減圧が進み、その後、1次冷却材圧力の低下に伴うRCP漏えい流量の低下と蒸気発生器からの除熱低下により1次冷却材圧力は再び上昇するものの、事故発生90分後にB-1充てんポンプ（自己冷却）による炉心注水が可能となり、フィードアンドブリードが開始されると、1次冷却系の減温減圧が速やかに進み、結果として、炉心損傷には至らない。また、原子炉容器蓋フランジや高温側配管から漏えいすることはない。</p> <p>事故直後のRCPシールLOCAにより、基本ケースと比較して、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が進む。最高使用圧力到達後の30分以降から代替格納容器スプレーによる格納容器冷却、また、事故発生90分以降の格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は低く抑えられ、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍（0.566MPa [gage]）及び200°Cを下回る。これら一連の操作は、「全交流動力電源喪失」時の操作と同様である。</p> <p>以上のことから、当該シーケンスでは現実的な漏えいとしてまずRCPシールLOCAが発生するが、「2次冷却系からの除熱機能喪失」と同様の操作を実施することで、結果として炉心損傷に至ることはなかった。</p> <p>(2) 原子炉容器蓋フランジのみ漏えいした場合の影響評価</p> <p>(1)に示すように、当該シーケンスで現実的なRCPBからの漏えいを想定した場合、RCPシールLOCAの発生により1次冷却材圧力が低下し、結果として炉心損傷を防止できたが、仮に1次冷却材圧力が高く保持され原子炉容器蓋フランジのみから漏えいが発生した場合の感度を確認した。評価結果を図3-4～6に示す。</p>	<p>評価結果の相違 ・泊3号個別の評価結果で解析を実施</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.2 「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」における原子炉冷却材圧力バウンダリから現実的な漏えいを想定した場合の事象進展について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>原子炉容器ふたフランジ漏えいは、原子炉容器シール材の片面が全周に渡り損傷した場合の漏えい面積に相当する2インチ口径相当を想定することとし、上部プレナム温度が375℃を超過した段階で、原子炉容器スタッドボルトの締付荷重が低下して1次冷却材の漏えいが生じるものとした。なお、原子炉容器スタッドボルトの締付荷重が低下し、原子炉容器シール部からの漏えいが発生したとしても、原子炉容器スタッドボルトは破損することではなく、弾性変形範囲にとどまると考えられることから、大きなギャップは発生せず、また、漏えいが発生する事で原子炉容器内の圧力は低下し、必要締付荷重が低下してシール性が回復すると考えられることから、漏えい量や時間は限定される。</p> <p>原子炉容器ふたフランジの漏えいが2インチ口径相当で生じ、さらに加圧器逃がし弁の強制開放による減圧を実施することで、基本ケースよりも減圧が早くなり蓄圧注入も早まるため、炉心熔融進展が遅れ、原子炉容器底部の破損も遅れる。また、漏えい開始時に原子炉格納容器内温度が一時的に上昇するものの、原子炉容器ふたフランジからの漏えいが原子炉格納容器圧力に与える影響は軽微であり、その結果原子炉格納容器圧力及び温度の最大値は基本ケースと同程度となり、限界圧力及び温度を下回る。</p> <p>以上のことから、当該シーケンスにより仮に1次冷却材圧力が高く保持され原子炉容器ふたフランジシールからの2インチ口径相当の漏えいが発生したとしても、事象進展の推移が基本ケースと大きく変わることはないことから、運転員操作に影響を及ぼすことはない。</p>	<p>原子炉容器蓋フランジ漏えいは、原子炉容器シール材の片面が全周に渡り損傷した場合の漏えい面積に相当する2インチ口径相当を想定することとし、上部プレナム温度が400℃を超過した段階で、原子炉容器スタッドボルトの締付荷重が低下して1次冷却材の漏えいが生じるものとした。なお、原子炉容器スタッドボルトの締付荷重が低下し、原子炉容器シール部からの漏えいが発生したとしても、原子炉容器スタッドボルトは破損することではなく、弾性変形範囲にとどまると考えられることから、大きなギャップは発生せず、また、漏えいが発生する事で原子炉容器内の圧力は低下し、必要締付荷重が低下してシール性が回復すると考えられることから、漏えい量や時間は限定される。</p> <p>原子炉容器蓋フランジの漏えいが2インチ口径相当で生じ、さらに加圧器逃がし弁の強制開放による減圧を実施することで、基本ケースよりも減圧が早くなり蓄圧注入も早まるため、炉心熔融進展が遅れ、原子炉容器底部の破損も遅れる。また、漏えい開始時に原子炉格納容器雰囲気温度が一時的に上昇するものの、原子炉容器蓋フランジからの漏えいが原子炉格納容器圧力に与える影響は軽微であり、その結果原子炉格納容器圧力及び温度の最大値は基本ケースより低い値となり、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍及び200℃を下回る。</p> <p>以上のことから、当該シーケンスにより仮に1次冷却材圧力が高く保持され原子炉容器蓋フランジシールからの2インチ口径相当の漏えいが発生したとしても、事象進展の推移が基本ケースと大きく変わることはないことから、運転員操作に影響を及ぼすことはない。</p>	<p>解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違</p>

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.2 「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」における原子炉冷却材圧力バウンダリから現実的な漏えいを想定した場合の事象進展について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図3-1 1次冷却材圧力 (RCPシールドLOCA (109m³/h) + フィードアンドブリード)</p>	<p>図3-1 1次冷却材圧力 (RCPシールドLOCA (約99m³/h) + フィードアンドブリード)</p>	
<p>図3-2 原子炉容器内水位 (RCPシールドLOCA (109m³/h) + フィードアンドブリード)</p>	<p>図3-2 原子炉容器内水位 (RCPシールドLOCA (約99m³/h) + フィードアンドブリード)</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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.2 「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」における原子炉冷却材圧力バウンダリから現実的な漏えいを想定した場合の事象進展について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図3-3 燃料被覆管温度 (RCPシールLOCA (109m³/h) + フィードアンドブリード)</p>	<p>図3-3 燃料被覆管温度 (RCPシールLOCA (約99m³/h) + フィードアンドブリード)</p>	
<p>図3-4 1次冷却材圧力 (RCPシールリーク+RVフランジシールリーク (2インチ))</p>	<p>図3-4 1次冷却材圧力 (RCPシールリーク (約1.5m³/h) + RVフランジシールリーク (2インチ))</p>	

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.2 「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」における原子炉冷却材圧力バウンダリから現実的な漏えいを想定した場合の事象進展について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図3-5 原子炉格納容器圧力 (RCPシールリーク+RVフランジシールリーク (2インチ))</p>	<p>図3-5 原子炉格納容器圧力 (RCPシールリーク (約1.5m³/h) + RVフランジシールリーク (2インチ))</p>	
<p>図3-6 原子炉格納容器雰囲気温度 (RCPシールリーク+RVフランジシールリーク (2インチ))</p>	<p>図3-6 原子炉格納容器雰囲気温度 (RCPシールリーク (約1.5m³/h) + RVフランジシールリーク (2インチ))</p>	

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.2 「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」における原子炉冷却材圧力バウンダリから現実的な漏えいを想定した場合の事象進展について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">別紙1</p> <p>1次冷却系強制減圧における高温蒸気の加圧器逃がし弁への影響について</p> <p>加圧器逃がし弁に1,000℃以上の高温蒸気が流入する場合の影響について、下記の通り整理する。</p> <p>(1) 上部プレナム気相温度および加圧器逃がし弁の温度について 全交流電源喪失+補助給水失敗シーケンスにおける原子炉容器上部プレナム気相温度の推移を別図1に示す。 1次冷却系強制減圧操作実施中は、原子炉容器内の高温蒸気が加圧器へ流入し、加圧器逃がし弁を経由して原子炉格納容器へ放出されるが、この期間中は加圧器逃がし弁の耐圧部材が加熱され1,000℃程度まで上昇すると考えられる。</p> <p>(2) 加圧器逃がし弁を用いた1次冷却系強制減圧への影響について 加圧器逃がし弁へ高温蒸気が流入した場合、弁の流路閉塞またはフェイルクローズによる閉止の二つの懸念が考えられるため、それらの影響に対する考察を行った。</p> <p>a. 流路閉塞に対する影響考察 加圧器逃がし弁に高温蒸気が流入した場合には、高温条件下において部材の引っ張り強さが低下するため、1次冷却材圧力により発生する応力により部材が変形等することによる流路閉塞の可能性がある。また、部材の温度が融点を超えるような場合にも、弁の形状を維持することができず、流路閉塞の可能性がある。 このため、加圧器逃がし弁の高温時の材料特性および発生応力に対する検討を行った。結果を別表1に示す。 別表1より、耐圧部材は高温でクリープ変形等が生じる可能性はあるが、弁の駆動部材である弁棒に発生する応力は、材料の引張強さよりも小さく、かつ材料の融点以下であるため、加圧器逃がし弁の流路閉塞の観点で問題はないと考える。</p> <p>b. フェイルクローズに対する影響考察 加圧器逃がし弁はフェイルクローズ構造であり、その駆動部にはダイヤフラム（EPDM）が使用されている。この部分が熱により損傷した場合には、制御用空気または窒素が漏えいすることにより閉止する可能性がある。</p>	<p style="text-align: right;">別紙1</p> <p>1次冷却系強制減圧における高温蒸気の加圧器逃がし弁への影響について</p> <p>加圧器逃がし弁に1,000℃以上の高温蒸気が流入する場合の影響について、下記の通り整理する。</p> <p>(1) 上部プレナム気相温度および加圧器逃がし弁の温度について 全交流電源喪失+補助給水失敗シーケンスにおける原子炉容器上部プレナム気相温度の推移を別図1に示す。 1次冷却系強制減圧操作実施中は、原子炉容器内の高温蒸気が加圧器へ流入し、加圧器逃がし弁を経由して原子炉格納容器へ放出されるが、この期間中は加圧器逃がし弁の耐圧部材が加熱され1,000℃程度まで上昇すると考えられる。</p> <p>(2) 加圧器逃がし弁を用いた1次冷却系強制減圧への影響について 加圧器逃がし弁へ高温蒸気が流入した場合、弁の流路閉塞またはフェイルクローズによる閉止の二つの懸念が考えられるため、それらの影響に対する考察を行った。</p> <p>a. 流路閉塞に対する影響考察 加圧器逃がし弁に高温蒸気が流入した場合には、高温条件下において部材の引っ張り強さが低下するため、1次冷却材圧力により発生する応力により部材が変形等することによる流路閉塞の可能性がある。また、部材の温度が融点を超えるような場合にも、弁の形状を維持することができず、流路閉塞の可能性がある。 このため、加圧器逃がし弁の高温時の材料特性および発生応力に対する検討を行った。結果を別表1に示す。 別表1より、耐圧部材は高温でクリープ変形等が生じる可能性はあるが、弁の駆動部材である弁棒に発生する応力は、材料の引張強さよりも小さく、かつ材料の融点以下であるため、加圧器逃がし弁の流路閉塞の観点で問題はないと考える。</p> <p>b. フェイルクローズに対する影響考察 加圧器逃がし弁はフェイルクローズ構造であり、その駆動部にはダイヤフラム（EPDM）が使用されている。また、加圧器逃がし弁には作動に影響する付属品として電磁弁、エアフィルタ及びケーブルが設置されている。これらが熱により損傷した場合には、制御用空気または窒素の供給不良や漏えいなどにより閉止する可能性がある。 このため、以下のとおり影響評価を行った結果、加圧器逃がし弁のフェイルクローズの観点で問題ないと考える。また、原子炉容器破損が生じることで熱源の多くは原子炉容器外に流出し、加圧器構造材表面温度は低下傾向となると考えられることから、加圧器逃がし弁の開機能は維持可能と考えられる。</p>	<p>記載方針の相違（玄海と同様）</p> <p>記載方針の相違 ・加圧器逃がし弁の付属品に対しても影響評価を実施（玄海）</p>

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

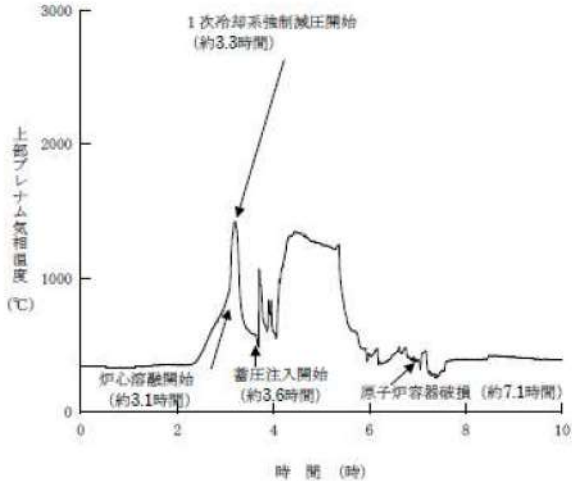
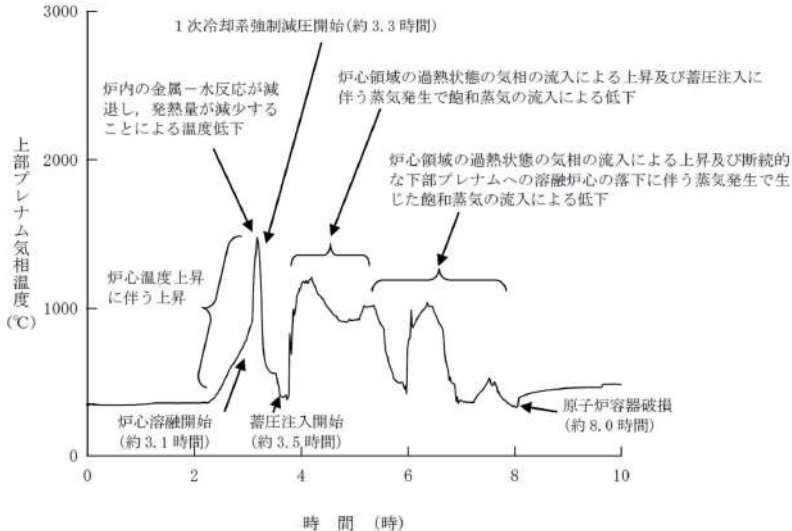
7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.2 「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」における原子炉冷却材圧力バウンダリから現実的な漏えいを想定した場合の事象進展について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>このため、概略の伝熱評価による影響確認を行った。評価結果および評価モデルの概念図を別図2に示す。</p> <p>別図2より、駆動部は高温蒸気が直接接触する耐圧部材から約700mm離れており、かつ途中の構造材も熱伝導しにくい構造となっていることにより、駆動部の温度は約130～140℃にとどまる結果となった。この温度はLOCA設計仕様であるダイヤフラムの試験検証温度（約150℃）よりも低い温度であるため、熱影響によりフェイルクローズに至ることは無いと考えられる。なお、過去の試験においてゴムシート（EPDM）を組み込んだパタフライ弁が300℃の耐環境性試験において漏えいしないことが報告されており、実力上は更に余裕があると考えられる。</p> <p>【参考のため玄海3 / 4号炉の記載を掲載】</p> <p>(b) その他の付属品</p> <p>加圧器逃がし弁の作動に影響する付属品として、別図3に示すように電磁弁、エアフィルタ及びケーブルがあるが、以下のとおり、これら付属品が熱影響により機能損失することはない。なお、加圧器逃がし弁の付属品として、リミットスイッチもあるが、リミットスイッチは弁の開閉表示を示すための付属品であり、作動に影響するものではないが、最高温度約190℃の試験温度で健全性を確認している。</p> <p>i) 電磁弁、エアフィルタ</p> <p>電磁弁、エアフィルタは、熱源からの距離が約500mmのフレーム部にブラケットを介して設置されているが、この取付け位置のフレーム部温度は、別図2より約170℃程度である。</p> <p>電磁弁は、別紙4に示すとおり、最高温度約200℃の試験温度で健全性を確認している。エアフィルタについては、別紙5に示す通り、同じフィルタ及びシール材を使用したフィルタ付き減圧弁が最高温度約190℃の試験温度で健全性を確認している。</p> <p>よってこれら付属品が熱影響により機能損失することはない。</p> <p>ii) ケーブル</p> <p>ケーブルは、熱源からの距離が約500mmのフレーム部にブラケットを介して設置されている電磁弁に接続されており、ケーブル温度を安全側に電磁弁の取付け位置のフレーム部温度とすると、別図2より約170℃程度である。</p> <p>ケーブルは、別紙6に示すとおり、最高温度約190℃の試験温度で健全性を確認している。</p> <p>よってケーブルが熱影響により機能損失することはない。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>(a) 加圧器逃がし弁</p> <p>概略の温度評価による影響確認を行った。評価結果および評価モデルの概念図を別図2に示す。</p> <p>弁棒は、フレーム下部と比べ熱伝導率が小さく、熱伝導しにくい形状（断面積に対する周長の比が大きい）ことから、別図2に示すようにフレーム下部に比べ、弁棒の温度が低い値となっている。</p> <p>また、別図2より、駆動部は高温蒸気が直接接触する耐圧部材から約700mm離れており、かつ途中の構造材も熱伝導しにくい構造となっていることにより、駆動部の温度は約130～140℃にとどまる結果となった。この温度はLOCA設計仕様であるダイヤフラムの試験検証温度（約150℃）よりも低い温度であるため、熱影響によりフェイルクローズに至ることは無いと考えられる。さらに、過去の試験においてゴムシート（EPDM）を組み込んだパタフライ弁が300℃の耐環境性試験において漏えいしないことが報告されており、実力上は更に余裕があると考えられる。</p> <p>(b) その他の付属品</p> <p>加圧器逃がし弁の作動に影響する付属品として、別図3に示すように電磁弁、エアフィルタ及びケーブルがあるが、以下のとおり、これら付属品が熱影響により機能喪失することはない。なお、加圧器逃がし弁の付属品として、リミットスイッチもあるが、リミットスイッチは弁の開閉表示を示すための付属品であり、作動に影響するものではないが、最高温度約190℃の試験温度で健全性を確認している。</p> <p>i) 電磁弁、エアフィルタ</p> <p>電磁弁、エアフィルタは、熱源からの距離が約500mmのフレーム部にブラケットを介して設置されているが、この取付け位置のフレーム部温度は、別図2より約170℃程度である。</p> <p>電磁弁は、最高温度約200℃の試験温度で健全性を確認している。エアフィルタについては、同じフィルタ及びシール材を使用したフィルタ付き減圧弁にて最高温度約190℃の試験温度で健全性を確認している。</p> <p>よってこれら付属品が熱影響により機能喪失することはない。</p> <p>ii) ケーブル</p> <p>ケーブルは、熱源からの距離が約500mmのフレーム部にブラケットを介して設置されている電磁弁に接続されており、ケーブル温度を安全側に電磁弁の取付け位置のフレーム部温度とすると、別図2より約170℃である。</p> <p>ケーブルは、最高温度約190℃の試験温度で健全性を確認している。</p> <p>よってケーブルが熱影響により機能喪失することはない。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>と同様</p> <p>記載方針の相違 ・加圧器逃がし弁の付属品に対しても影響評価を実施（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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

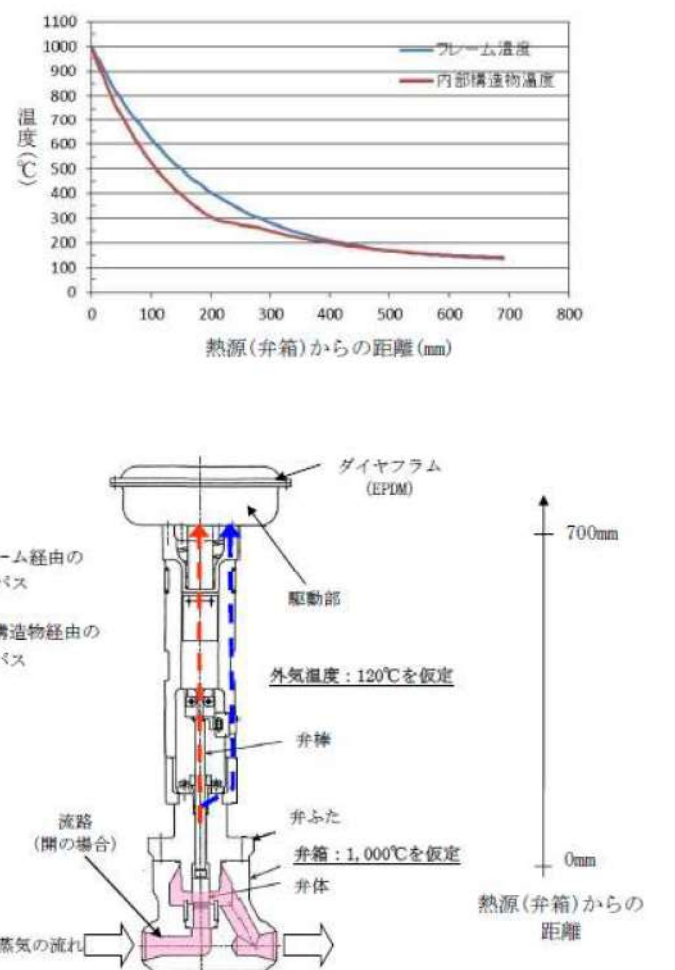
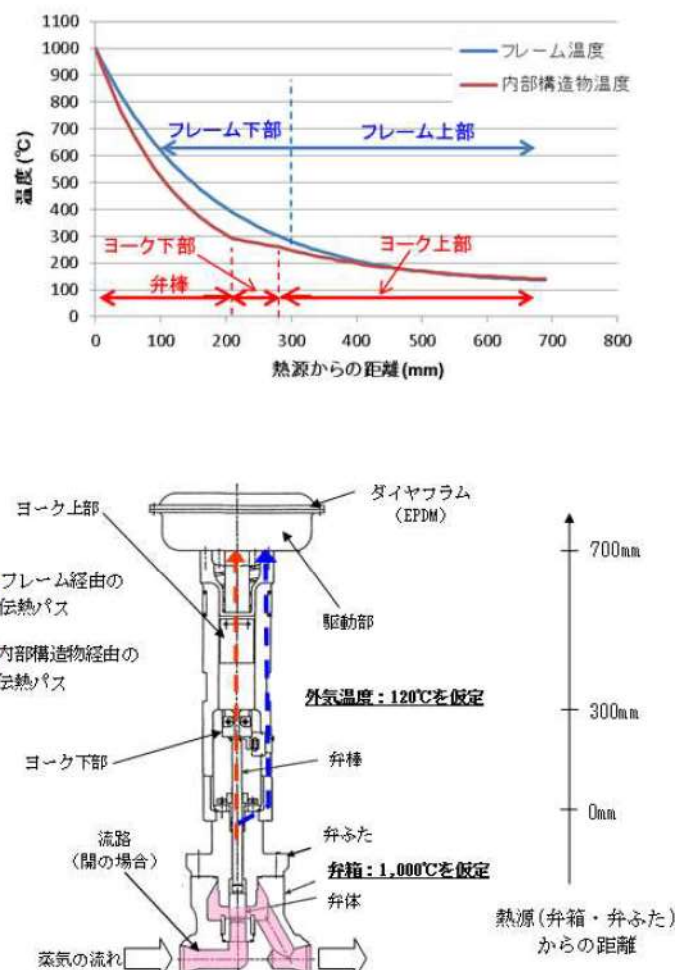
7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.2 「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」における原子炉冷却材圧力バウンダリから現実的な漏えいを想定した場合の事象進展について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																		
<p style="text-align: center;">別表1 加圧器逃がし弁の主要部材料特性</p> <table border="1" data-bbox="208 261 972 639"> <thead> <tr> <th rowspan="2">部位</th> <th rowspan="2">材料</th> <th colspan="2">材料特性</th> <th rowspan="2">発生応力 (MPa)</th> </tr> <tr> <th>引張強さ (MPa) 内部流体温度 1,000℃時 (最高温度)</th> <th>融点 (℃)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">耐圧部材</td> <td>弁箱 SUSF316相当 (SA182F316)</td> <td>約 50 (注1)</td> <td>約 1,400</td> <td>40 (注3)</td> </tr> <tr> <td>弁ふた SUSF316</td> <td>約 50 (注1)</td> <td>約 1,400</td> <td>40 (注3)</td> </tr> <tr> <td>弁体 SUS316L</td> <td>約 158 (注2)</td> <td>約 1,400</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>駆動部材</td> <td>弁棒 SUS630</td> <td>約 130 (注1)</td> <td>約 1,400</td> <td>50 (注4)</td> </tr> </tbody> </table> <p>(注1) 出典：Aerospace Structural Metals Handbook (注2) 出典：Aerospace Structural Metals Handbook 温度は1,000℃のデータがないため約800℃の値とする。なお、SUS316Lは弁体の材料であり、開放状態時には応力は発生せず、1,000℃時のデータは不要。 (注3) 設計・建設規格 解説 VVB-1式より内圧17.16MPa時に弁箱材料に発生する応力を算出 (注4) メーカー設計値より弁開時に弁棒に発生する応力を算出</p>  <p style="text-align: center;">別図1 上部プレナム気相温度の推移 (MAAP)</p>	部位	材料	材料特性		発生応力 (MPa)	引張強さ (MPa) 内部流体温度 1,000℃時 (最高温度)	融点 (℃)	耐圧部材	弁箱 SUSF316相当 (SA182F316)	約 50 (注1)	約 1,400	40 (注3)	弁ふた SUSF316	約 50 (注1)	約 1,400	40 (注3)	弁体 SUS316L	約 158 (注2)	約 1,400	—	駆動部材	弁棒 SUS630	約 130 (注1)	約 1,400	50 (注4)	<p style="text-align: center;">別表1 加圧器逃がし弁の主要部材料特性</p> <table border="1" data-bbox="1128 221 1861 636"> <thead> <tr> <th rowspan="2">部位</th> <th rowspan="2">材料</th> <th colspan="2">材料特性</th> <th rowspan="2">発生応力 (MPa)</th> </tr> <tr> <th>引張強さ (MPa) 内部流体温度 1,000℃時 (最高温度)</th> <th>融点 (℃)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">耐圧部材</td> <td>弁箱 SUSF316</td> <td>約 50 (注1)</td> <td>約 1,400</td> <td>40 (注3)</td> </tr> <tr> <td>弁ふた SUSF316</td> <td>約 50 (注1)</td> <td>約 1,400</td> <td>40 (注3)</td> </tr> <tr> <td>弁体 SUS316L</td> <td>約 158 (注2)</td> <td>約 1,400</td> <td>—</td> </tr> <tr> <td>駆動部材</td> <td>弁棒 SUS630</td> <td>約 130 (注1)</td> <td>約 1,400</td> <td>50 (注4)</td> </tr> </tbody> </table> <p>(注1) 出典：Aerospace Structural Metals Handbook (注2) 出典：Aerospace Structural Metals Handbook 温度は1,000℃のデータがないため約800℃の値とする。なお、SUS316Lは弁体の材料であり、開放状態時には応力は発生せず、1,000℃時のデータは不要。 (注3) 設計・建設規格 解説 VVB-1式より内圧17.16MPa時に弁箱材料に発生する応力を算出 (注4) メーカー設計値より弁開時に弁棒に発生する応力を算出</p>  <p style="text-align: center;">別図1 上部プレナム気相温度の推移 (MAAP)</p>	部位	材料	材料特性		発生応力 (MPa)	引張強さ (MPa) 内部流体温度 1,000℃時 (最高温度)	融点 (℃)	耐圧部材	弁箱 SUSF316	約 50 (注1)	約 1,400	40 (注3)	弁ふた SUSF316	約 50 (注1)	約 1,400	40 (注3)	弁体 SUS316L	約 158 (注2)	約 1,400	—	駆動部材	弁棒 SUS630	約 130 (注1)	約 1,400	50 (注4)	
部位			材料	材料特性		発生応力 (MPa)																																														
	引張強さ (MPa) 内部流体温度 1,000℃時 (最高温度)	融点 (℃)																																																		
耐圧部材	弁箱 SUSF316相当 (SA182F316)	約 50 (注1)	約 1,400	40 (注3)																																																
	弁ふた SUSF316	約 50 (注1)	約 1,400	40 (注3)																																																
	弁体 SUS316L	約 158 (注2)	約 1,400	—																																																
駆動部材	弁棒 SUS630	約 130 (注1)	約 1,400	50 (注4)																																																
部位	材料	材料特性		発生応力 (MPa)																																																
		引張強さ (MPa) 内部流体温度 1,000℃時 (最高温度)	融点 (℃)																																																	
耐圧部材	弁箱 SUSF316	約 50 (注1)	約 1,400	40 (注3)																																																
	弁ふた SUSF316	約 50 (注1)	約 1,400	40 (注3)																																																
	弁体 SUS316L	約 158 (注2)	約 1,400	—																																																
駆動部材	弁棒 SUS630	約 130 (注1)	約 1,400	50 (注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）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

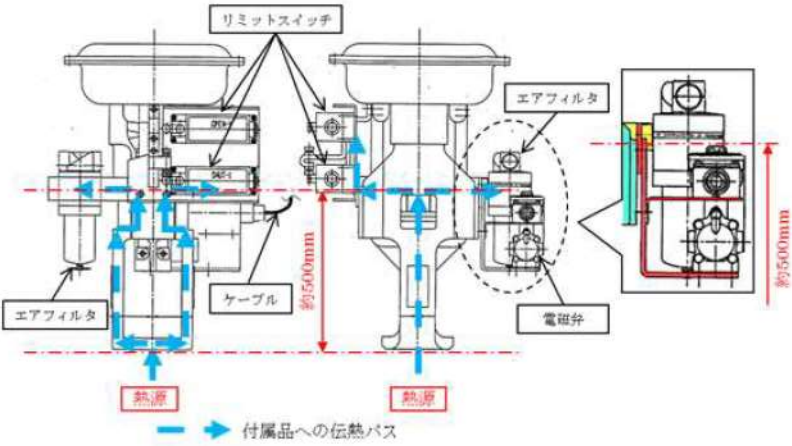
7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.2 「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」における原子炉冷却材圧力バウンダリから現実的な漏えいを想定した場合の事象進展について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>別図2 温度評価結果及び評価モデルの概念図</p>	 <p>別図2 温度評価結果及び評価モデルの概念図</p>	

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

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.2 「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」における原子炉冷却材圧力バウンダリから現実的な漏えいを想定した場合の事象進展について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	 <p data-bbox="1299 778 1747 805">別図3 加圧器逃がし弁周りの付属品について</p>	

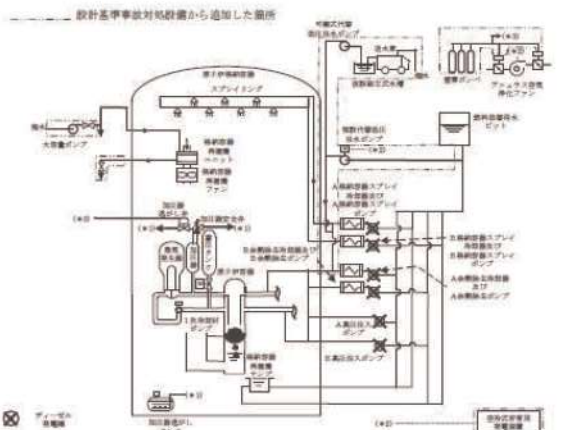
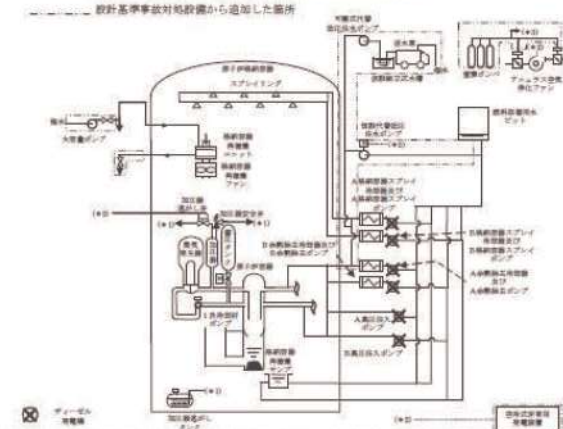
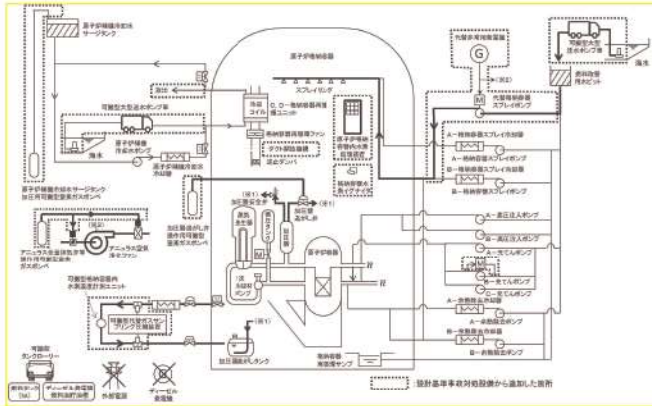
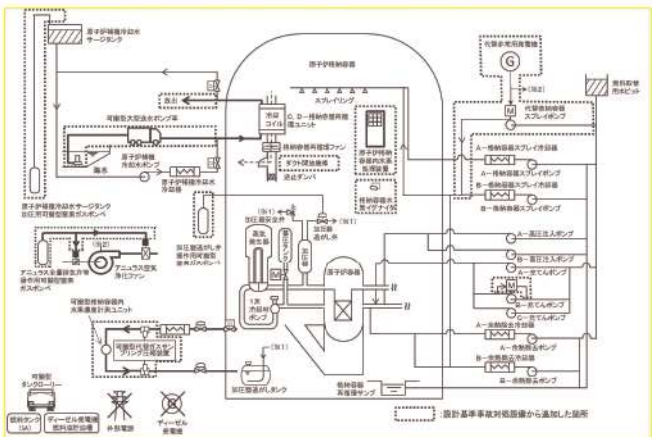
泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.3 加圧器逃がシタンの解析上の取り扱いについて）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.2.3</p> <p style="text-align: center;">加圧器逃がシタンの解析上の取り扱いについて</p> <p>有効性評価における加圧器逃がシタン及び加圧器逃がシタンラプチャディスクの取り扱いについては下記の通りである。</p> <p>1. M-RELAP5における取り扱いについて</p> <p>M-RELAP5においては加圧器逃がシタン及びラプチャディスクについては模擬していない。なお、1次冷却材圧力が加圧器逃がし弁の設定圧力に到達した場合または加圧器逃がし弁を強制開放した場合においては、加圧器逃がし弁を開放し1次冷却材は系外に放出されると模擬している。</p> <p>2. MAAPにおける取り扱いについて</p> <p>MAAPにおいては加圧器逃がシタンはノードの一つとして模擬している。</p> <p>また、加圧器逃がシタンラプチャディスクについては、加圧器逃がシタン圧力（内圧）と格納容器最下階領域圧力（外圧）の差が所定の圧力（約0.7MPa）に到達した際に、ラプチャディスクが破裂し、格納容器圧力との差圧で格納容器最下階領域へ蒸気が放出されると模擬している。</p> <p>[加圧器逃がシタン 模擬の理由]</p> <p>炉心及び格納容器にかかる有効性評価に使用しており、加圧器逃がシタンからの放出流は、1次冷却材の放出パスとして計算する必要がある。また、格納容器に放出される水素及び核分裂生成物の計算も並行して行うため、模擬している。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.2.3</p> <p style="text-align: center;">加圧器逃がシタンの解析上の取り扱いについて</p> <p>有効性評価における加圧器逃がシタン及び加圧器逃がシタンラプチャディスクの解析上の取り扱いについては、下記のとおりである。</p> <p>1. M-RELAP5における取り扱いについて</p> <p>M-RELAP5においては加圧器逃がシタン及びラプチャディスクについては模擬していない。なお、1次冷却材圧力が加圧器逃がし弁の設定圧力に到達した場合又は加圧器逃がし弁を強制開放した場合においては、加圧器逃がし弁を開放し1次冷却材は系外（原子炉格納容器内）に放出されると模擬している。</p> <p>[理由]</p> <p>炉心損傷防止対策に係る有効性評価にのみ使用しており、加圧器逃がし弁からの放出流は臨界流（Henry-Fauske のモデルで模擬）であり、背圧（原子炉格納容器内圧）の影響を受けないため、模擬をしていない。</p> <p>2. MAAPにおける取り扱いについて</p> <p>MAAPにおいては加圧器逃がシタンはノードの一つとして模擬している。</p> <p>また、加圧器逃がシタンラプチャディスクについては、格納容器破損防止対策に係る有効性評価に使用するため、実現象と同様に、加圧器逃がシタン圧力（内圧）と原子炉格納容器最下階領域圧力（外圧）を監視し、ラプチャディスクの作動する内外圧の差（約0.7MPa）に到達した際に、ラプチャディスクが破裂し、原子炉格納容器圧力との差圧で原子炉格納容器最下階領域へ蒸気が放出されると模擬している。</p> <p>[理由]</p> <p>炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策に係る有効性評価に使用しており、加圧器逃がシタンからの放出流は、1次冷却材の放出パスとして計算する必要がある。また、原子炉格納容器に放出される水素及び核分裂生成物の計算も並行して行うため、模擬している。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p style="text-align: center;">記載表現の相違</p>

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

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p data-bbox="884 167 1041 199">添付資料 3.1.2.4</p> <p data-bbox="313 231 873 263">評価事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について</p> <p data-bbox="145 303 1041 399">雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）モードにおける評価事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。</p>  <p data-bbox="302 869 862 909">図1 「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（短期対策）</p>  <p data-bbox="302 1356 862 1396">図2 「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（長期対策）</p> <p data-bbox="537 1396 638 1420">添3.1.2.4-1</p>	<p data-bbox="1780 167 1960 199">添付資料 7.2.1.2.4</p> <p data-bbox="1220 231 1780 263">評価事故シーケンスでの重大事故等対策の概略系統図について</p> <p data-bbox="1064 303 1960 399">雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）モードにおける評価事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図を以下に示す。</p>  <p data-bbox="1176 837 1870 925">図1 「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（1 / 2） （1次冷却系強制減圧及び代替格納容器スプレイ）</p>  <p data-bbox="1176 1380 1870 1444">図2 「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」の重大事故等対策の概略系統図（2 / 2）（格納容器内自然対流冷却）</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.5 安定状態について）

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.2.5</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>格納容器過温破損（全交流動力電源喪失+補助給水失敗）時の安定状態については以下のとおり。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>原子炉格納容器安定状態：原子炉格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向</p> <p><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>第 3.1.2.8 図及び 3.1.2.9 図の解析結果より、事象発生の約 18 時間後に代替格納容器スプレイを再開することで、原子炉格納容器の圧力及び温度が低下に転じることから、事象発生の約 18 時間後を原子炉格納容器の安定状態とした。</p> <p><u>格納容器内自然対流冷却による長期安定状態の維持について</u></p> <p>約 24 時間後に大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットへの冷却水通水による格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器内の除熱を継続的に行うことが可能であることから、原子炉格納容器の安定状態を長期にわたり維持可能である。</p> </div>	<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.2.5</p> <p style="text-align: center;">安定状態について（代替循環冷却系を使用する場合）</p> <p>雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）時において代替循環冷却系を使用する場合における安定状態については以下のとおり。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、重大事故等対処設備を用いた損傷炉心冷却により、損傷炉心の冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>格納容器安定状態：損傷炉心を冠水させた後に、重大事故等対処設備を用いた格納容器除熱機能（原子炉格納容器フィルタベント系又は代替循環冷却系）により、格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】</p> <p><u>原子炉安定停止状態の確立について</u></p> <p>低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による注水継続により損傷炉心が冠水し、損傷炉心の冷却が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p><u>格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>炉心冷却を継続し、事象発生から 24 時間後に代替循環冷却系による格納容器除熱を開始することで、格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり、格納容器温度は 150℃を下回り、格納容器安定状態が確立される。</p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の格納容器破損防止対策により安定状態を維持できる。</p> <p>代替循環冷却系を用いて又は残留熱除去系機能を復旧させ、除熱を行うことにより、安定状態の更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。安定状態の維持に関する具体的な要件は以下のとおり。</p> <p>①格納容器除熱機能として代替循環冷却系の使用又は残留熱除去系の復旧による冷却への移行</p> <p>②格納容器内の水素・酸素濃度の制御を目的とした可燃性ガス濃度制御系の復旧及び格納容器内への窒素注入</p> <p>③上記の安全機能の維持に必要な電源（外部電源）、冷却水系等の復旧</p> <p>④長期的に維持される格納容器の状態（温度・圧力）に対し、適切な地震力に対する格納容器の頑健性の確保</p> <p style="text-align: right;">（添付資料 2.1.1 別紙 1）</p> </div>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.2.5</p> <p style="text-align: center;">安定状態について</p> <p>格納容器過温破損（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）時の安定状態については以下のとおり。</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-top: 10px;"> <p>原子炉安定停止状態：事象発生後、重大事故等対処設備を用いた損傷炉心冷却により、損傷炉心の冠水が維持でき、また、冷却のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定停止状態が確立されたものとする。</p> <p>原子炉格納容器安定状態：損傷炉心を冠水させた後に、重大事故等対処設備を用いた原子炉格納容器除熱機能により、原子炉格納容器圧力及び温度が安定又は低下傾向に転じ、また、除熱のための設備がその後も機能維持できると判断され、かつ、必要な要員の不足や資源の枯渇等のあらかじめ想定される事象悪化のおそれがない場合、安定状態が確立されたものとする。</p> <p>【安定状態の確立について】</p> <p><u>原子炉安定状態の確立について</u></p> <p>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の継続により損傷炉心が冠水し、損傷炉心の冷却が維持され、原子炉安定停止状態が確立される。</p> <p><u>原子炉格納容器安定状態の確立について</u></p> <p>代替格納容器スプレイを継続し、事象発生の 24 時間後に格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を開始することで原子炉格納容器圧力及び温度は安定又は低下傾向になり、原子炉格納容器の安定状態が確立される。</p> <p>また、重大事故等対策時に必要な要員は確保可能であり、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。</p> <p>【安定状態の維持について】</p> <p>上記の格納容器破損防止対策により安定状態を維持できる。</p> </div>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.6 加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧時間の感度解析について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.2.6</p> <p style="text-align: center;">加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧時間の感度解析について</p> <p>1. 感度ケース1</p> <p>(1) はじめに</p> <p>格納容器破損モード「格納容器過温破損」における評価事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」において、炉心溶融後の加圧器逃がし弁開操作までの時間が遅れ、高圧状態が長く維持された場合の影響を確認するため、感度解析を実施した。</p> <p>感度ケース1：加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧開始時間 【炉心溶融+10分】⇒【炉心溶融+20分】</p> <p>(2) 解析結果</p> <p>主要な解析条件及び事象進展の比較表を第1表に示す。また、主要なパラメータの解析結果を第1図～第4図から、以下のことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・第1図及び第2図の結果から、1次冷却系強制減圧開始が遅くなるため、原子炉容器破損時刻が早くなるが、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回り、また、上部プレナム気相温度に対する影響は軽微である。 ・第3図及び第4図の結果から、上記と同様に原子炉容器破損時刻が早くなるが、原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響は軽微である。 <p>(3) 結論</p> <p>(2)を踏まえた解析、手順への影響確認結果を第5図に示すが、加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧操作時間余裕のあることが確認できた。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.2.1.2.6</p> <p style="text-align: center;">加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧時間の感度解析について</p> <p>1. 感度ケース1</p> <p>(1) はじめに</p> <p>格納容器破損モード「格納容器過温破損」における評価事故シーケンス（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）において、炉心溶融後の加圧器逃がし弁開操作までの時間が遅れ、高圧状態が長く維持された場合の影響を確認するため、感度解析を実施した。</p> <p>感度ケース1：加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧開始時間 【炉心溶融+10分】⇒【炉心溶融+20分】</p> <p>(2) 解析結果</p> <p>主要な解析条件及び事象進展の比較表を表1に示す。また、主要なパラメータの解析結果である図1～図4から、以下のことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・図1及び図2の結果から、1次冷却系強制減圧開始が遅くなるため、原子炉容器破損時刻が早くなるが、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回り、また、上部プレナム気相温度に対する影響は軽微である。 ・図3及び図4の結果から、上記と同様に原子炉容器破損時刻が早くなるが、原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響は軽微である。 <p>(3) 結論</p> <p>(2)を踏まえた解析、手順への影響確認結果を図5に示すが、加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧操作時間に余裕のあることが確認できた。</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）

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.6 加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧時間の感度解析について）

大飯発電所3 / 4号炉			泊発電所3号炉			相違理由
第1表 基本ケースと感度ケース1の主要解析条件・結果の相違			表1 基本ケースと感度ケース1の主要解析条件・結果の相違			
項目	基本ケース	感度ケース1	項目	基本ケース	感度ケース1	
解析コード	MAAP	←	解析コード	MAAP	←	
炉心熱出力（初期）	100%(3,411MWt)×1.02	←	炉心熱出力（初期）	100% (2,652MWt) ×1.02	←	
1次冷却材圧力（初期）	15.41+0.21MPa[gage]	←	1次冷却材圧力（初期）	15.41+0.21MPa [gage]	←	
1次冷却材平均温度（初期）	307.1+2.2℃	←	1次冷却材平均温度（初期）	306.6+2.2℃	←	
RCPシール部からの漏えい率（初期）	約4.8m ³ /h（1台当たり） （事象発生時からの漏えいを仮定）	←	RCPからの漏えい率（初期）	約1.5 m ³ /h（1台当たり） （事象発生時からの漏えいを仮定）	←	
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチノド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	←	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチノド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	←	
蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage] （最低保持圧力）	←	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa [gage] （最低保持圧力）	←	
蓄圧タンク保有水量	26.9m ³ （1基当たり）（最低保有水量）	←	蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ （1基当たり） （最低保有水量）	←	
代替低圧注水ポンプによるスプレイ流量	130m ³ /h	←	代替格納容器スプレイポンプによるスプレイ流量	140m ³ /h	←	
加圧器逃がし弁開*	炉心溶融開始+10分 （事象発生約3.3時間後）	炉心溶融開始+20分 （事象発生約3.4時間後）	加圧器逃がし弁開*	炉心溶融開始から10分後 （事象発生から約3.3時間後）	炉心溶融開始から20分後（事象発生から約3.4時間後）	
代替低圧注水ポンプによるスプレイの運転条件	開始	炉心溶融開始+30分 （事象発生約3.6時間後）	代替格納容器スプレイポンプによるスプレイの運転条件	開始	炉心溶融開始から30分後 （事象発生から約3.6時間後）	←
	一旦停止	格納容器保有水量2,000m ³ 到達 +原子炉格納容器最高使用圧力未達 （事象発生約16時間後）		一旦停止	格納容器保有水量2,270m ³ 到達 +原子炉格納容器最高使用圧力未達 （事象発生から約18時間後）	←
	再開	格納容器最高使用圧力到達+30分 （事象発生約18時間後）		再開	格納容器最高使用圧力到達+30分 （事象発生から約18時間後）	←
	停止	事象発生約24時間後		停止	事象発生から24時間後	←
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開始	事象発生約24時間後	←	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開始	事象発生から24時間後	←	
格納容器再循環ユニット	2基 1基当たりの除熱特性： 100℃～約168℃、 約4.1MW～約11.2MW	←	格納容器再循環ユニット	2基 1基当たりの除熱特性 （100℃～約155℃、約3.6MW～約6.5MW）	←	
水素の発生	ジルコニウム-水反応	←	水素の発生	ジルコニウム-水反応	←	
	水の放射線分解	←	原子炉格納容器自由体積	65,500m ³	←	
原子炉格納容器自由体積	72,900m ³	←	蓄圧注入開始*	事象発生から約3.5時間後	事象発生から約3.7時間後	
蓄圧タンク注入*	事象発生約3.6時間後	事象発生約3.8時間後	原子炉容器破損*	事象発生から約8.0時間後	事象発生から約7.5時間後	
原子炉容器破損*	事象発生約7.1時間後	事象発生約6.7時間後				

*：感度ケース1は基本ケースと比べ、「加圧器逃がし弁開」の時間が遅れることにより「蓄圧タンク注入」も遅れ、溶融炉心の冷却効果が低下したため、「原子炉容器破損」までの時間が早まる

*：感度ケース1は基本ケースと比べ、「加圧器逃がし弁開」の時間が遅れることにより「蓄圧注入開始」も遅れ、溶融炉心の冷却効果が低下したため、「原子炉容器破損」までの時間が早まる

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)

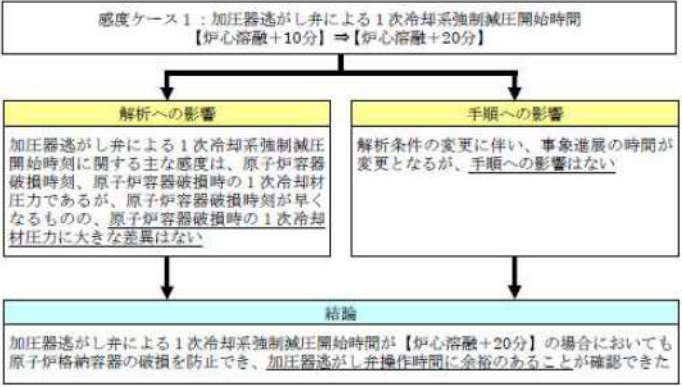
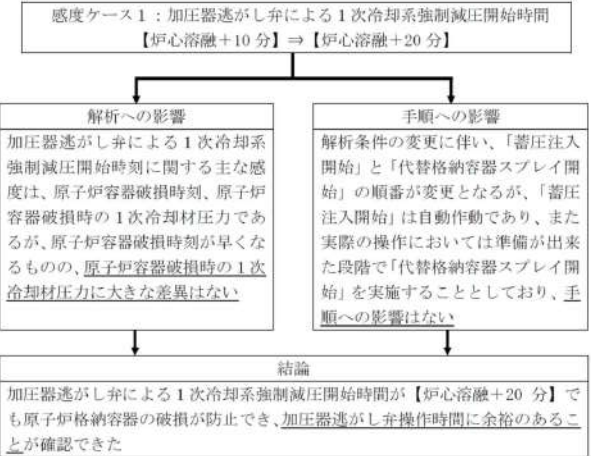
大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第1図 1次冷却材圧力の推移 (加圧器逃がし弁開放操作開始が遅くなる場合)</p>	<p>図1 1次冷却材圧力の推移 (加圧器逃がし弁開放操作開始が遅くなる場合)</p>	
<p>第2図 上部プレナム気相温度の推移 (加圧器逃がし弁開放操作開始が遅くなる場合)</p>	<p>図2 上部プレナム気相温度の推移 (加圧器逃がし弁開放操作開始が遅くなる場合)</p>	

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	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第3図 原子炉格納容器圧力の推移 (加圧器逃がし弁開放操作開始が遅くなる場合)</p>	<p>図3 原子炉格納容器圧力の推移 (加圧器逃がし弁開放操作開始が遅くなる場合)</p>	
<p>第4図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (加圧器逃がし弁開放操作開始が遅くなる場合)</p>	<p>図4 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (加圧器逃がし弁開放操作開始が遅くなる場合)</p>	

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

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.6 加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧時間の感度解析について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <p>感度ケース1：加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧開始時間 【炉心溶融+10分】⇒【炉心溶融+20分】</p> <p>解析への影響 加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧開始時刻に関する主な感度は、原子炉容器破損時刻、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力であるが、原子炉容器破損時刻が早くなるものの、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力に大きな差異はない</p> <p>手順への影響 解析条件の変更に伴い、事象進展の時間が変更となるが、手順への影響はない</p> <p>結論 加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧開始時間が【炉心溶融+20分】の場合においても原子炉格納容器の破損を防止でき、加圧器逃がし弁操作時間に余裕のあることが確認できた</p> <p>第5図 感度ケース1の解析、手順への影響確認結果</p>	 <p>感度ケース1：加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧開始時間 【炉心溶融+10分】⇒【炉心溶融+20分】</p> <p>解析への影響 加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧開始時刻に関する主な感度は、原子炉容器破損時刻、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力であるが、原子炉容器破損時刻が早くなるものの、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力に大きな差異はない</p> <p>手順への影響 解析条件の変更に伴い、「蓄圧注入開始」と「代替格納容器スプレイ開始」の順番が変更となるが、「蓄圧注入開始」は自動作動であり、また実際の操作においては準備が出来た段階で「代替格納容器スプレイ開始」を実施することとしており、手順への影響はない</p> <p>結論 加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧開始時間が【炉心溶融+20分】でも原子炉格納容器の破損を防止でき、加圧器逃がし弁操作時間に余裕のあることが確認できた</p> <p>図5 感度ケース1の解析、手順への影響確認結果</p>	
<p>2. 感度ケース2</p> <p>(1) はじめに</p> <p>格納容器破損モード「格納容器過温破損」における評価事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」において、実操作では炉心溶融後速やかに加圧器逃がし弁操作を実施することから、加圧器逃がし弁開操作を早めた場合の感度を確認するため、感度解析を実施した。</p> <p>感度ケース2：加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧開始時間 【炉心溶融+10分】⇒【炉心溶融+0分】</p> <p>(2) 解析結果</p> <p>主要な解析条件及び事象進展の比較表を第2表に示す。また、主要なパラメータの解析結果を第6図～第9図から、以下のことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 第6図及び第7図の結果から、1次冷却系強制減圧開始が早くなるため、炉心溶融進展が遅れて原子炉容器破損時刻が遅くなり、また、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回る。加圧器逃がし弁の強制開放時刻が早まることから、弁開放時の1次冷却系からの放出冷却材の温度は低く、また、上部プレナム気相温度も低下傾向となる。 第8図及び第9図の結果から、上記と同様に原子炉容器破損時刻が遅くなるが、原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響は軽微である。 	<p>2. 感度ケース2</p> <p>(1) はじめに</p> <p>格納容器破損モード「格納容器過温破損」における評価事故シーケンス（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）において、実操作では炉心溶融後速やかに加圧器逃がし弁操作を実施することから、加圧器逃がし弁開操作を早めた場合の感度を確認するため、感度解析を実施した。</p> <p>感度ケース2：加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧開始時間 【炉心溶融+10分】⇒【炉心溶融+0分】</p> <p>(2) 解析結果</p> <p>主要な解析条件及び事象進展の比較表を表2に示す。また、主要なパラメータの解析結果である図6～図9から、以下のことを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> 図6及び図7の結果から、1次冷却系強制減圧開始が早くなるため、炉心溶融進展が遅れて原子炉容器破損時刻が遅くなり、また、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回る。加圧器逃がし弁の強制開放時刻が早まることから、弁開放時の1次冷却系からの放出冷却材の温度は低く、また、上部プレナム気相温度も低下傾向となる。 図8及び図9の結果から、上記と同様に原子炉容器破損時刻が遅くなるが、原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響は軽微である。 	

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）

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.6 加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧時間の感度解析について）

大飯発電所3 / 4号炉		泊発電所3号炉		相違理由	
(3) 結論 (2)を踏まえた解析、手順への影響確認結果を第10図に示すが、加圧器逃がし弁操作を早めた場合の感度が確認できた。		(3) 結論 (2)を踏まえた解析、手順への影響確認結果を図10に示すが、加圧器逃がし弁開操作を早めた場合の感度が確認できた。			
第2表 基本ケースと感度ケース2の主要解析条件・結果の相違		表2 基本ケースと感度ケース2の主要解析条件・結果の相違			
項目	基本ケース	感度ケース2	項目	基本ケース	感度ケース2
解析コード	MAAP	←	解析コード	MAAP	←
炉心熱出力（初期）	100%(3,411MW)×1.02	←	炉心熱出力（初期）	100% (2,652MW) ×1.02	←
1次冷却材圧力（初期）	15.41+0.21MPa[gage]	←	1次冷却材圧力（初期）	15.41+0.21MPa [gage]	←
1次冷却材平均温度（初期）	307.1+2.2℃	←	1次冷却材平均温度（初期）	306.6+2.2℃	←
RCPシール部からの漏えい率（初期）	約4.8m ³ /h（1台当たり） （事象発生時からの漏えいを仮定）	←	RCPからの漏えい率（初期）	約1.5 m ³ /h（1台当たり） （事象発生時からの漏えいを仮定）	←
炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	←	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	←
蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage] （最低保持圧力）	←	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa [gage] （最低保持圧力）	←
蓄圧タンク保有水量	26.9m ³ （1基当たり）（最低保有水量）	←	蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ （1基当たり） （最低保有水量）	←
代替低圧注水ポンプによるスプレィ流量	130m ³ /h	←	代替格納容器スプレィポンプによるスプレィ流量	140m ³ /h	←
加圧器逃がし弁開*	炉心溶融開始+10分 （事象発生時の約3.3時間後）	炉心溶融開始+0分 （事象発生時の約3.1時間後）	加圧器逃がし弁開*	炉心溶融開始から10分後 （事象発生から約3.3時間後）	炉心溶融開始から0分後 （事象発生から約3.1時間後）
代替低圧注水ポンプによるスプレィの運転条件	開始	炉心溶融開始+30分 （事象発生時の約3.6時間後）	代替格納容器スプレィポンプによるスプレィの運転条件	開始	炉心溶融開始から30分後 （事象発生から約3.6時間後）
	一旦停止	格納容器保有水量2,000m ³ 到達 +原子炉格納容器最高使用圧力未達 （事象発生時の約16時間後）		一旦停止	格納容器保有水量2,270m ³ 到達 +原子炉格納容器最高使用圧力未達 （事象発生から約18時間後）
	再開	格納容器最高使用圧力到達+30分 （事象発生時の約18時間後）		再開	格納容器最高使用圧力到達+30分 （事象発生から約18時間後）
	停止	事象発生時の24時間後		停止	事象発生から24時間後
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開始	事象発生時の24時間後	←	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開始	事象発生から24時間後	←
格納容器再循環ユニット	2基 1基あたりの除熱特性： 100℃～約168℃、 約4.1MW～約11.2MW	←	格納容器再循環ユニット	2基 1基あたりの除熱特性 （100℃～約155℃、約3.6MW～約6.5MW）	←
水素の発生	ジルコニウム-水反応	←	水素の発生	ジルコニウム-水反応	←
	水の放射線分解	←	原子炉格納容器自由体積	65,500m ³	←
原子炉格納容器自由体積	72,900m ³	←	蓄圧注入開始*	事象発生から約3.5時間後	事象発生から約3.4時間後
蓄圧タンク注入*	事象発生時の約3.6時間後	事象発生時の約3.5時間後	原子炉容器破損*	事象発生から約8.0時間後	事象発生から約8.6時間後
原子炉容器破損*	事象発生時の約7.1時間後	事象発生時の約7.3時間後			

*：感度ケース2は基本ケースと比べ、「加圧器逃がし弁開」の時間が早くなることにより「蓄圧タンク注入」も早まり、溶融炉心の冷却効果が増加したため、「原子炉容器破損」までの時間が遅くなる

*：感度ケース2は基本ケースと比べ、「加圧器逃がし弁開」の時間が早くなることにより「蓄圧注入開始」も早まり、溶融炉心の冷却効果が増加したため、「原子炉容器破損」までの時間が遅くなる

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

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>加圧器逃がしタンククラブチャタディスク作動に伴う原子炉格納容器への蒸気放出(約1.9時間) 感度ケース (1次系強制減圧開始: 炉心溶融開始時点) 基本ケース (1次系強制減圧開始: 炉心溶融+10分) 炉心溶融開始(約3.1時間) 1次冷却系強制減圧開始(約3.1時間) 下部プレナムの水と溶融炉心が反応した際の蒸気による加圧 加圧器安全弁作動開始(約1.5時間) 蒸圧注入開始(約3.5時間) 原子炉容器破損(約7.3時間) 1次冷却材圧力: 約1.7MPa[gage] 2.0MPa[gage]</p> <p>時間(時)</p>	<p>加圧器逃がしタンククラブチャタディスク作動に伴う原子炉格納容器への蒸気放出(約1.7時間) 感度ケース (1次冷却系強制減圧開始: 炉心溶融開始時点) 基本ケース (1次冷却系強制減圧開始: 炉心溶融+10分) 炉心溶融及び1次冷却系強制減圧開始(約3.1時間) 下部プレナムの水と溶融炉心が反応した際の蒸気による加圧 加圧器安全弁作動開始(約1.3時間) 蒸圧注入開始(約3.4時間) 原子炉容器破損(約8.6時間) 1次冷却材圧力: 約1.3MPa[gage] 2.0MPa[gage]</p> <p>時間(時)</p>	
<p>第6図 1次冷却材圧力の推移 (加圧器逃がし弁開放操作開始が早くなる場合)</p>	<p>図6 1次冷却材圧力の推移 (加圧器逃がし弁開放操作開始が早くなる場合)</p>	
<p>感度ケース (1次系強制減圧開始: 炉心溶融開始時点) 基本ケース (1次系強制減圧開始: 炉心溶融+10分) 炉内の金属-水反応が減速し、発熱量が減少することによる温度低下 炉心領域の過熱状態の気相の流入による上昇、及び蒸圧注入に伴う蒸気発生で生じた飽和蒸気の流入による低下 炉心領域の過熱状態の気相の流入による上昇、及び断続的な下部プレナムへの溶融炉心の落下に伴う蒸気発生で生じた飽和蒸気の流入による低下 炉心温度上昇に伴う上昇 蒸圧注入開始(約3.5時間) 原子炉容器破損(約7.3時間) 炉心溶融開始及び1次冷却系強制減圧開始(約3.1時間)</p> <p>上部プレナム気相温度(°C)</p> <p>時間(時)</p>	<p>感度ケース (1次冷却系強制減圧開始: 炉心溶融開始時点) 基本ケース (1次冷却系強制減圧開始: 炉心溶融+10分) 炉心領域における流動閉塞に伴う炉内の金属-水反応による発熱が減速し、気相部温度が低下 炉心領域の過熱状態の気相の流入による上昇、及び蒸圧注入に伴う蒸気発生で生じた飽和蒸気の流入による低下 炉心温度上昇に伴う上昇 蒸圧注入開始(約3.4時間) 原子炉容器破損(約8.6時間) 炉心溶融及び1次冷却系強制減圧開始(約3.1時間)</p> <p>上部プレナム気相温度(°C)</p> <p>時間(時)</p>	
<p>第7図 上部プレナム気相温度の推移 (加圧器逃がし弁開放操作開始が早くなる場合)</p>	<p>図7 上部プレナム気相温度の推移 (加圧器逃がし弁開放操作開始が早くなる場合)</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	泊発電所3号炉	相違理由
<p>第8図 原子炉格納容器圧力の推移 (加圧器逃がし弁開放操作開始が早くなる場合)</p>	<p>図8 原子炉格納容器圧力の推移 (加圧器逃がし弁開放操作開始が早くなる場合)</p>	
<p>第9図 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (加圧器逃がし弁開放操作開始が早くなる場合)</p>	<p>図9 原子炉格納容器雰囲気温度の推移 (加圧器逃がし弁開放操作開始が早くなる場合)</p>	

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

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.6 加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧時間の感度解析について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<div data-bbox="250 284 931 687"> <p>感度ケース2：加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧開始時間 【炉心溶融+10分】⇒【炉心溶融+0分】</p> <div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div data-bbox="250 384 584 544"> <p>解析への影響</p> <p>加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧開始時刻に関する主な感度は、原子炉容器破損時刻、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力であるが、原子炉容器破損時刻が遅くなるものの、<u>原子炉容器破損時の1次冷却材圧力に大きな差異はない</u></p> </div> <div data-bbox="584 384 931 544"> <p>手順への影響</p> <p>解析条件の変更に伴い、「蓄圧タンク注入」と「格納容器スプレイ開始」の順番が変更となるが、「蓄圧注入」は自動作動であり、また実際の操作においては準備が出来た段階で「格納容器スプレイ開始」を実施することとしており、<u>手順への影響はない</u></p> </div> </div> <div data-bbox="250 584 931 687" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>結論</p> <p>加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧開始時間が【炉心溶融+0分】の場合においても原子炉格納容器の破損を防止でき、実操作を踏まえ加圧器逃がし弁操作時間を早めた場合の感度を確認できた</p> </div> </div> <p data-bbox="405 703 815 724">第10図 感度ケース2の解析、手順への影響確認結果</p>	<div data-bbox="1122 225 1888 791"> <p>感度ケース2：加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧開始時間 【炉心溶融+10分】⇒【炉心溶融+0分】</p> <div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div data-bbox="1122 360 1480 624"> <p>解析への影響</p> <p>加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧開始時刻に関する主な感度は、原子炉容器破損時刻、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力であるが、原子炉容器破損時刻が遅くなるものの、<u>原子炉容器破損時の1次冷却材圧力に大きな差異はない</u></p> </div> <div data-bbox="1525 360 1888 624"> <p>手順への影響</p> <p>解析条件の変更に伴い、事象進展の時間が変更となるが、<u>手順への影響はない</u></p> </div> </div> <div data-bbox="1122 655 1888 791" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>結論</p> <p>加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧開始時間が【炉心溶融+0分】でも原子炉格納容器の破損が防止でき、実操作を踏まえ加圧器逃がし弁操作時間を早めた場合の感度を確認できた</p> </div> </div> <p data-bbox="1240 823 1749 847">図10 感度ケース2の解析、手順への影響確認結果</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.7 格納容器過温破損における格納容器内自然対流冷却操作の時間余裕について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.2.7</p> <p style="text-align: center;"><u>格納容器過温破損における格納容器内自然対流冷却操作の時間余裕について</u></p> <p>1. はじめに 格納容器破損モード「格納容器過温破損」の評価事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」において、事象発生から24時間後に大容量ポンプを用いた格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を実施することとしているが、その操作時間余裕について確認した。</p> <p>2. 影響確認 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の解析上の開始時間は、事象発生後の24時間後であり、格納容器内自然対流冷却の開始とともに格納容器代替スプレイを停止することとしている。大容量ポンプの準備が遅れた場合は、格納容器代替スプレイを継続する必要があるが、格納容器再循環ユニットが水没する水位に到達するまでに停止する必要がある。原子炉格納容器の注水量が4,000m³以下であれば、格納容器再循環ユニットの水没を防止できることを確認していることから、注水量が4,000m³に到達するまでの時間を評価した。格納容器代替スプレイ開始から連続してスプレイするものとして評価したところ、6時間以上の操作時間余裕があることを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉格納容器注水量:4,000[m³] ・1次冷却系体積:470[m³] 蒸気発生器施栓率0%の体積351m³に蓄圧タンク保有水量4基分約110m³を加え、10m³単位で切上げた体積 ・格納容器代替スプレイ容量:130[m³/h] ・恒設代替低圧注水ポンプ起動:3.6[時間] ・24時間経過時点での恒設代替低圧注水ポンプの注入量 (24[時間]-3.6[時間])×130[m³/h]=2,652[m³] ・格納容器内自然対流冷却操作の時間余裕 (4,000[m³]-470[m³]-2,652[m³])/130[m³/h]=約6.8時間 <p style="text-align: right;">以上</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.2.7</p> <p style="text-align: center;">格納容器過温破損における格納容器内自然対流冷却操作の時間余裕について</p> <p>1. はじめに 格納容器破損モード「格納容器過温破損」の評価事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」において、事象発生から24時間後に可搬型大型送水ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を実施することとしているが、その操作時間余裕について確認した。</p> <p>2. 影響確認 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の解析上の開始時間は、事象発生後の24時間後であり、格納容器内自然対流冷却の開始とともに代替格納容器スプレイを停止することとしている。可搬型大型送水ポンプ車の準備が遅れた場合は、代替格納容器スプレイを継続する必要があるが、格納容器再循環ユニットが水没する水位に到達するまでに停止する必要がある。原子炉格納容器の注水量が6,100m³以下であれば、格納容器再循環ユニットの水没を防止できることを確認していることから、注水量が6,100m³に到達するまでの時間を評価した。代替格納容器スプレイ開始から連続してスプレイするものとして評価したところ、20時間以上の操作時間余裕があることを確認した。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉格納容器注水量:6,100[m³] ・1次冷却系体積:380[m³] 蒸気発生器施栓率0%の体積280m³に蓄圧タンク保有水量3基分約93m³を加え、10m³単位で切上げた体積 ・代替格納容器スプレイ容量:140[m³/h] ・代替格納容器スプレイポンプ起動:3.6[時間] ・24時間経過時点での代替格納容器スプレイポンプの注入量 (24[時間]-3.6[時間])×140[m³/h]=2,856[m³] ・格納容器内自然対流冷却操作の時間余裕 (6,100[m³]-380[m³]-2,856[m³])/140[m³/h]=約20.4[時間] <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>設備名称の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>評価結果の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.2.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.8 炉心部に残存する損傷燃料の冷却について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.2.8</p> <p style="text-align: center;">炉心部に残存する損傷燃料の冷却について</p> <p>0. はじめに</p> <p>原子炉格納容器（以下、「CV」という。）破損の事故シーケンスにおいては、炉心損傷後、熔融炉心は原子炉下部プレナムへ落下し、更に原子炉容器破損後に破損口を通じて大部分が原子炉下部キャビティ室へ落下し、以降は原子炉下部キャビティ室水により継続的に冷却される。</p> <p>炉心部に残存する損傷燃料（以下「残存デブリ」という。）がある状況を想定した場合、その量が多ければ、自身の崩壊熱により原子炉下部プレナムに熔融落下するため、残存デブリの量はわずかであると考えられる。</p> <p>有効性評価の格納容器過圧破損シーケンス（大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）については、事象進展が早く、事象発生後約21分で炉心損傷し、熔融炉心の全量が原子炉下部キャビティ室へ落下する。一方で、格納容器過温破損シーケンス（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）は、格納容器過圧破損シーケンスと比較して事象進展が遅いため、熔融炉心が落下する時点における崩壊熱が相対的に低く、また、CVスプレイによって原子炉下部キャビティ水位が高い状態である。</p> <p>このため、格納容器過温破損シーケンスの方が、熔融炉心が炉内に残存しやすい傾向であると言えるが、解析の結果、残存デブリの量は全熔融炉心の0.1%未満と非常に少なく、原子炉下部プレナムに残存する熔融炉心も約19%程度であり、残る全量は原子炉下部キャビティに落下している。</p> <p>これらの結果から、残存デブリが大量に残ることは考えにくい、以下においては炉心部に大量の残存デブリが存在すると仮定し、その冷却手段としてのCV内への注水による炉心冠水手順及びその成立性について整理した。</p> <p>1. 事象発生時の対応の基本的な考え方</p> <p>炉心損傷後のプラント挙動については不確実性が非常に大きいことから、原則として、対応操作は緊急時対策本部における総合的な検討に基づいて決定される。</p> <p>対応操作の決定に当たっては、事故時影響緩和と操作評価マニュアルに基づき、操作に伴う負の影響と操作の有効性、必要度が総合的に検討されるが、</p> <p>CVスプレイについては、CV内水位上昇に伴う重要計測器の水没等の負の影響が考えられる場合</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.2.8</p> <p style="text-align: center;">炉心部に残存する損傷燃料の冷却について</p> <p>1. はじめに</p> <p>原子炉格納容器（以下、「CV」という。）破損の事故シーケンスにおいては、炉心損傷後、熔融炉心は原子炉下部プレナムへ落下し、さらに原子炉容器破損後に破損口を通じて大部分が原子炉下部キャビティ室へ落下し、以降は原子炉下部キャビティ水により継続的に冷却される。</p> <p>炉心部に残存する損傷燃料（以下、「残存デブリ」という。）がある状況を想定した場合、その量が多ければ、自身の崩壊熱により原子炉下部プレナムに熔融落下するため、残存デブリの量はわずかであると考えられる。</p> <p>有効性評価の格納容器過圧破損シーケンス（大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故）については、事象進展が早く、事象発生後約19分で炉心損傷し、熔融炉心の全量が原子炉下部キャビティ室へ落下する。一方で、格納容器過温破損シーケンス（外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故）は、格納容器過圧破損シーケンスと比較して事象進展が遅いため、熔融炉心が落下する時点における崩壊熱が相対的に低く、また、格納容器スプレイによって原子炉下部キャビティ水位が高い状態である。</p> <p>このため、格納容器過温破損シーケンスの方が、熔融炉心が炉内に残存しやすい傾向であると言えるが、解析の結果、残存デブリの量は全熔融炉心の0.1%未満と非常に少なく、原子炉下部プレナムに残存する熔融炉心の量も約2%程度であり、残る全量は原子炉下部キャビティに落下している。</p> <p>これらの結果から、残存デブリが大量に残ることは考えにくい、以下においては炉心部に大量の残存デブリが存在すると仮定し、その冷却手段としてのCV内への注水による炉心冠水手順及びその成立性について整理した。</p> <p>2. 事象発生時の対応の基本的な考え方</p> <p>炉心損傷後のプラント挙動については不確実性が非常に大きいことから、あらかじめ定められた運転員の対応操作を除き、原則として対応操作は原子力災害対策本部における総合的な検討に基づいて対応方針が決定される。</p> <p>対応操作の決定に当たっては、運転員からのプラント状況連絡や原子力災害対策本部が収集した情報等のもと、泊発電所シビアアクシデント対応ガイド要則に基づき、操作に伴う負の影響と操作の有効性、必要度を総合的に検討する。</p> <p>CVスプレイについては、CV内水位上昇に伴う重要計測器の水没等の負の影響が考えられる場合であ</p>	<p>解析結果の相違</p> <p>解析結果の相違 ・大飯はRV破損時に下部キャビティ水位がRV下端に達しておりRV破損後に下部キャビティ水が流入するため残存する熔融炉心の割合が高い</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）

7.2.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.8 炉心部に残存する損傷燃料の冷却について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>であっても、CVスプレいの必要性がそれを上回ると判断される場合には操作実施可としている。</p> <p>したがって、CV内の過熱状態が想定される今回のようなケースにおいては、CVの健全性確保のため必要性が高いものとしてCVスプレイを行う判断がなされるものと考えられる。</p> <p>2. 具体的に想定される対応手順</p> <p>CV圧力、温度が上昇傾向にある時の冷却手順は、以下のとおりとなる。</p> <p>① CVスプレイを実施する。CVスプレイ停止後、CVスプレイ再循環への切り替えを試みる。</p> <p>②格納容器スプレイ再循環運転ができない場合は、格納容器再循環ユニットによる自然対流冷却に切り替える。</p> <p>また、大量の残存デブリがある場合の操作手順は概ね以下のとおりとなる。</p> <p>③格納容器内自然対流冷却によってもCV圧力計及びCV温度計等の指示値によりCV内が過熱状態であると判断される場合、想定される原因の一つとして炉内に熔融炉心が残存している状態を考慮して、CV内注水を再開する。</p> <p>④CVへの過剰な注水を防止しつつ、炉心冷却が確保できる高さに設置した水位計位置まで水位が上昇した場合、注水を停止する（CVの冷却は自然対流冷却による）。</p> <p>3. 対応手順の成立性</p> <p>(1) 残存デブリの冷却性</p> <p>a. 残存デブリの冷却メカニズムについて</p> <p>残存デブリの冷却は以下のとおり、放射伝熱並びに蒸気及び原子炉下部キャビティ水による直接冷却により行われる。</p> <p>原子炉容器の破損後、原子炉下部キャビティ水に熔融炉心が落下すると原子炉下部キャビティ室は大量の蒸気で満たされる。この蒸気は、原子炉容器外周を伝わることで残存デブリのヒートシンクとなる原子炉容器や炉内構造物を冷却するとともに、破損口から原子炉容器内へ流入する蒸気が残存デブリを直接冷却する。</p> <p>また、CVスプレイ等により原子炉下部キャビティ室水位が原子炉容器下部に到達すれば、原子炉容器破断口から下部プレナムに原子炉下部キャビティ水が流入する。</p> <p>この流入水とそれに起因する発生蒸気により原子炉下部プレナムに残存する熔融炉心は直接冷却される。たとえ、原子炉容器破断口がデブリにより閉塞した場合又はそれにより一時的にCV内圧力が上昇した場合でも、デブリの熔融落下又は加圧器逃がし弁開放操作等により原子炉下部</p>	<p>っても、CVスプレいの必要性がそれを上回ると判断される場合には操作実施可能としている。</p> <p>したがって、CV内の過熱状態が想定される今回のようなケースにおいては、CVの健全性確保のため必要性が高いものとしてCVスプレイを行う判断がなされるものと考えられる。</p> <p>なお、後述のように炉心発熱有効長の中心高さ（T.P.19.3m）よりも上方の位置までCV注水を行うことにより、残存デブリの冷却性が確保できると考えられる。従って、運用管理上の上限レベルとしては、残存デブリを十分に冷却しつつ、重要計測器の水没を防止する観点から、炉心発熱有効長上端位置から0.5m下の水位であるT.P.20.7mに設定する。また、当該水位を検知するための水位計を設置する。</p> <p>3. 具体的に想定される対応手順</p> <p>CV圧力、温度が上昇傾向にある時の冷却手順は、以下のとおりとなる。</p> <p>①格納容器スプレイを実施する。格納容器スプレイ停止後、格納容器スプレイ再循環への切り替えを試みる。</p> <p>②格納容器スプレイ再循環運転ができない場合は、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切り替える。</p> <p>また、大量の残存デブリがある場合の操作手順は概ね以下のとおりとなる。</p> <p>③格納容器内自然対流冷却によってもCV圧力及び温度等の指示値によりCV内が過熱状態であると判断される場合、想定される原因の一つとして炉内に熔融炉心が残存している状態を考慮して、CV内注水を再開する。</p> <p>④CVへの過剰な注水を防止しつつ、炉心冷却が確保できる高さに設置した水位計位置（T.P.20.7m:CV注水制限量約6,100m³）まで水位が上昇した場合、注水を停止する（CVの冷却は格納容器内自然対流冷却による）。</p> <p>4. 対応手順の成立性</p> <p>(1) 残存デブリの冷却性</p> <p>a. 残存デブリの冷却メカニズムについて</p> <p>残存デブリの冷却は以下のとおり、放射伝熱並びに蒸気及び原子炉下部キャビティ水による直接冷却により行われる。</p> <p>原子炉容器の破損後、原子炉下部キャビティ水に熔融炉心が落下すると原子炉下部キャビティは大量の蒸気で満たされる。この蒸気は、原子炉容器外周を伝わることで残存デブリのヒートシンクとなる原子炉容器や炉内構造物を冷却するとともに、破損口から原子炉容器内へ流入する蒸気が残存デブリを直接冷却する。</p> <p>また、CVスプレイ等により原子炉下部キャビティ水位が原子炉容器下部に到達すれば、原子炉容器破断口から原子炉下部プレナムに原子炉下部キャビティ水が流入する。</p> <p>この流入水とそれに起因する発生蒸気により原子炉下部プレナムに残存する熔融炉心は直接冷却される。たとえ、原子炉容器破断口がデブリにより閉塞した場合又はそれにより一時的に原子炉容器内圧力が上昇した場合でも、デブリの熔融落下又は加圧器逃がし弁開放操作等により原子炉下部</p>	<p>記載方針の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.2.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.8 炉心部に残存する損傷燃料の冷却について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>ムに原子炉下部キャビティ水が流入すると考えられる。</p> <p>一方、TMI事故のように、炉心熔融するものの、原子炉容器が破損しない事象においては、炉心注入により冷却継続が可能である。なお、原子炉容器が破損するものの、破損口が閉塞する場合においても同様に炉心注入が成立する。</p> <p>b. 残存デブリによるCVへの影響</p> <p>残存デブリが炉心部に残留する場合においてもCV内全体の発熱量は変わらないが、前述のとおり残存デブリからの放射伝熱によって原子炉容器壁面は加熱され、CVへの熱放散によりCV内が過熱蒸気雰囲気になる可能性がある。</p> <p>過熱蒸気雰囲気となることで格納容器再循環ユニットによる除熱性能が低下する懸念があるため、残存デブリ量とCV内雰囲気の飽和度について別紙のとおり検討した。</p> <p>検討においては、炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させ、冠水した残存デブリにより水蒸気が発生し、露出した残存デブリの崩壊熱の全量が水蒸気の過熱に寄与するものとした。評価の結果、炉心発熱有効長の中心高さより上部の残存デブリが全炉心の19%以下（全炉心の81%以上が冠水）となる状況であれば、CV内雰囲気は過熱状態にはならないと考えられるが、この量の残存デブリが炉心上部に残存する可能性は極めて低いことから、炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させることで冷却性は確保できる。CV内を冠水させた状態（評価上の仮定）を図1に示す。</p> <p>なお、本検討結果は保守的に露出した残存デブリの崩壊熱が損失なく水蒸気を過熱する条件を用いているが、実際の蒸気流を考慮すると、原子炉容器からの放散熱により加熱された蒸気は原子炉容器外周を上昇し、ループ室に移動した後、原子炉下部キャビティで発生した飽和蒸気と合流した後に上部ドーム部に移動する。したがって、炉心部の残存デブリが局所的な過熱蒸気を発生させたとしても、上部ドーム部における蒸気の状態に大きく影響するものではない。</p> <p>さらに、炉心が冠水している状態におけるCV内水位は、格納容器再循環ユニットの下端近傍まで到達していることから、格納容器再循環ユニット近傍において過熱蒸気雰囲気になることは考えられず、格納容器再循環ユニットの除熱性能への影響はない。</p> <p>また、残存デブリがあり、原子炉容器からの発熱量が増加する場合でも熔融炉心全体の発熱量は変わらないことから、CV全体に必要な除熱量も同様に変わらない。</p>	<p>ブレナムに原子炉下部キャビティ水が流入すると考えられる。</p> <p>一方、TMI事故のように、炉心熔融するものの、原子炉容器が破損しない事象においては、炉心注水により冷却継続が可能である。なお、原子炉容器が破損するものの、破損口が閉塞する場合においても同様に炉心注水が成立する。</p> <p>b. 残存デブリによるCVへの影響</p> <p>残存デブリが炉心部に残留する場合においてもCV内全体の発熱量は変わらないが、前述のとおり残存デブリからの放射伝熱によって原子炉容器壁面は加熱され、CVへの熱放散によりCV内が過熱蒸気雰囲気になる可能性がある。</p> <p>過熱蒸気雰囲気となることで格納容器再循環ユニットによる除熱性能が低下する懸念があるため、残存デブリ量とCV内雰囲気の飽和度について別紙1のとおり検討した。</p> <p>検討においては、炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させ、冠水した残存デブリにより水蒸気が発生し、露出した残存デブリの崩壊熱の全量が水蒸気の過熱に寄与するものとした。評価の結果、炉心発熱有効長の中心高さより上部の残存デブリが全炉心の15%以下（全炉心の85%以上が冠水）となる状況であれば、CV内雰囲気は過熱状態にはならないと考えられるが、この量の残存デブリが炉心上部に残存する可能性は極めて低いことから、炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させることで冷却性は確保できる。CV内を冠水させた状態（評価上の仮定）を図1に示す。</p> <p>なお、本検討結果は保守的に露出した残存デブリの崩壊熱が損失なく水蒸気を過熱する条件を用いているが、実際の蒸気流を考慮すると、原子炉容器からの放散熱により加熱された蒸気は原子炉容器外周を上昇し、ループ室に移動した後、原子炉下部キャビティで発生した飽和蒸気と合流した後に上部ドーム部に移動する。したがって、炉心部の残存デブリが局所的な過熱蒸気を発生させたとしても、上部ドーム部における蒸気の状態に大きく影響するものではない。</p> <p>さらに、炉心が冠水している状態におけるCV内水位は、格納容器再循環ユニットの下端近傍まで到達していることから、格納容器再循環ユニット近傍において過熱蒸気雰囲気になることは考えられず、格納容器再循環ユニットの除熱性能への影響はない。</p> <p>また、残存デブリがあり、原子炉容器からの発熱量が増加する場合でも熔融炉心全体の発熱量は変わらないことから、CV全体に必要な除熱量も同様に変わらない。</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

7.2.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損) (添付資料 7.2.1.2.8 炉心部に残存する損傷燃料の冷却について)

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

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>原子炉格納容器</p> <p>A/D-格納容器再循環ユニット</p> <p>格納容器ヒートシンクによる除熱</p> <p>E.L.+39.09m: CV 内高レンジエアモニタ E.L.+35.4m: CV 水素濃度計 E.L.+35.1m: CV 温度計 E.L.+34.6m: CV 圧力計</p> <p>E.L.+約 29.7m: 自然対流冷却が成立する水位</p> <p>E.L.+22.0m: CV 圧力計</p> <p>E.L.+21.5m: 水位計設置高さ</p> <p>E.L.+約 20.5m: 評価上の炉心冠水必要水位 (炉心発熱有効長を中心高さ)</p> <p>蒸気の冷却により格納容器中に水分が滞留</p> <p>デブリからの放射熱により蒸発</p> <p>水分</p> <p>放射熱による蒸発</p> <p>飽和蒸気</p> <p>露出している残存デブリ</p> <p>冠水している残存デブリ</p> <p>破開口</p> <p>格納容器再循環サンプ</p> <p>蒸発に寄与</p>	<p>原子炉格納容器</p> <p>残存デブリによる蒸発</p> <p>格納容器再循環ユニット等による除熱</p> <p>格納容器ヒートシンクによる除熱</p> <p>残存デブリからの放射熱により蒸発</p> <p>格納容器再循環ユニット</p> <p>蒸気の冷却により格納容器中に水分が滞留</p> <p>水分</p> <p>放射熱による蒸発</p> <p>飽和蒸気</p> <p>露出している残存デブリ</p> <p>冠水している残存デブリ</p> <p>破開口</p> <p>格納容器再循環サンプ</p> <p>蒸発に寄与</p> <p>ダクト開放機構</p> <p>T.P.40.6m(格納容器高レンジエアモニタ)</p> <p>T.P.40.0m(格納容器温度計)</p> <p>T.P.36.6m(水素濃度計(CVガスサンプリング取出し配管))</p> <p>T.P.25.85m(格納容器圧力計)</p> <p>T.P.21.9m(再循環ユニットのダクト開放機構下端)</p> <p>T.P.21.2m(炉心発熱有効長上端)</p> <p>T.P.20.7m(格納容器水位計位置)</p> <p>T.P.19.3m(評価上の炉心冠水水位)</p>	
<p>図1 格納容器内への注水による炉心冠水状態 (評価上の仮定)</p>	<p>図1 原子炉格納容器内への注水による炉心冠水状態 (評価上の仮定)</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.2.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.8 炉心部に残存する損傷燃料の冷却について）

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																													
<p>(2) 冷却操作実施時に想定される設備への影響</p> <p>残存デブリの冷却のためCV内注水を実施した場合に考えられる影響と評価を次頁の表のとおり整理した。</p> <p>a. 臨界性</p> <p>冠水している残存デブリについては、冠水させている水が、ほう酸水と海水の混合したものであり、高温で密度が小さく、また、海水にもほう素濃度換算で200ppm程度の中性子吸収効果が見込まれるため、臨界に至る可能性は低い。</p> <p>露出している残存デブリについては、金属塊中に冷却材が侵入し、中性子の最適減速条件が成立する場合は、臨界に至ることが考えられるが、その可能性は低いものとする。</p> <p>しかしながら、無制御な臨界状態に至る事を避けるため、注水にあたっては可能な限りほう酸水を用いる。</p> <p>なお、炉心の臨界状態は、モニタポスト、CV内サンプリングによる核分裂性希ガス濃度の測定等により行うこととなる。</p> <p>b. 冠水による設備の影響</p> <table border="1" data-bbox="280 678 918 1260"> <thead> <tr> <th>対象物</th> <th>考えられる影響</th> <th>評価</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1 CV水位計</td> <td>水位計の設置位置以上の水位となった場合、水位監視不能となる。</td> <td>CVへの過剰な注水を防止しつつ、炉心冷却が確保できる高さ^{a)}に水位計を設置する。</td> </tr> <tr> <td>2 CV圧力計</td> <td>水没した場合、CV圧力監視が不能となる。</td> <td>CV圧力計を基準にCV水位計を設置することから水没しない。</td> </tr> <tr> <td>3 CV温度計</td> <td>水没した場合、監視不能となる。</td> <td>十分な高所にあり水没しない。</td> </tr> <tr> <td>4 CV水素濃度計</td> <td>水没した場合、計測不能となる。</td> <td>十分な高所にあり水没しない。</td> </tr> <tr> <td>5 CV内高レンジエリアモニタ</td> <td>水没した場合、監視不能となる。</td> <td>十分な高所にあり水没しない。</td> </tr> <tr> <td>6 CV構造的健全性</td> <td>大量の水を注入した状態でのバウンダリ機能、耐震性に影響あり。</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 注水量の増加によりCVバウンダリに水頭圧が加わるが、高々0.05MPa程度であり問題とはならない。 長期的にはベネトレーション部のシール機能への影響が懸念されるが、当該冷却操作実施可否の判断材料として考慮する必要はない。 大量の水を注水した状態で概略的な耐震性評価を行い大飯3、4号炉については問題がないことを確認している。 </td> </tr> </tbody> </table> <p>^{a)} 水位計の設置位置 炉心発熱有効長の中心高さ（E.L.+約20.5m）に対して再循環ユニット開口部が水没する水位はE.L.+29.7mと十分に高所であるため、炉心発熱有効長の中心高さまで注水したとしても開口部は水没しない。また、計器監視の観点からCV圧力計設置位置であるE.L.+22.0mから運転員操作の不確かさを考慮し、E.L.+21.5mに水位計を設置する。</p>	対象物	考えられる影響	評価	1 CV水位計	水位計の設置位置以上の水位となった場合、水位監視不能となる。	CVへの過剰な注水を防止しつつ、炉心冷却が確保できる高さ ^{a)} に水位計を設置する。	2 CV圧力計	水没した場合、CV圧力監視が不能となる。	CV圧力計を基準にCV水位計を設置することから水没しない。	3 CV温度計	水没した場合、監視不能となる。	十分な高所にあり水没しない。	4 CV水素濃度計	水没した場合、計測不能となる。	十分な高所にあり水没しない。	5 CV内高レンジエリアモニタ	水没した場合、監視不能となる。	十分な高所にあり水没しない。	6 CV構造的健全性	大量の水を注入した状態でのバウンダリ機能、耐震性に影響あり。	<ul style="list-style-type: none"> 注水量の増加によりCVバウンダリに水頭圧が加わるが、高々0.05MPa程度であり問題とはならない。 長期的にはベネトレーション部のシール機能への影響が懸念されるが、当該冷却操作実施可否の判断材料として考慮する必要はない。 大量の水を注水した状態で概略的な耐震性評価を行い大飯3、4号炉については問題がないことを確認している。 	<p>(2) 冷却操作実施時に想定される設備への影響</p> <p>残存デブリの冷却のためCV内注水を実施した場合に考えられる影響と評価を次頁の表のとおり整理した。</p> <p>a. 臨界性</p> <p>冠水している残存デブリについては、冠水させている水が、ほう酸水と海水の混合したものであり、高温で密度が小さく、また、海水にもほう素濃度換算で200ppm程度の中性子吸収効果が見込まれるため、臨界に至る可能性は低い。</p> <p>露出している残存デブリについては、残存デブリ中に冷却材が侵入し、中性子の最適減速条件が成立する場合は、臨界に至ることが考えられるが、その可能性は低いものとする。</p> <p>しかしながら、無制御な臨界状態に至る事を避けるため、注水にあたっては可能な限りほう酸水を用いる。</p> <p>なお、炉心の臨界状態は、モニタリングポスト、CV内サンプリングによる核分裂性希ガス濃度の測定等により行うこととなる。</p> <p>b. 冠水による設備の影響</p> <table border="1" data-bbox="1254 678 1780 1260"> <thead> <tr> <th>対象物</th> <th>考えられる影響</th> <th>評価</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1 CV水位計</td> <td>水位計の設置位置以上の水位となった場合、水位監視不能となる。</td> <td>水位計の検出部は、CV注水を行う上層レベルを直観的に知る機能であるため、冠水による影響はない。頂に水位計が使用できない場合は、注水量を注水量計算、注水流量及び燃料貯留水ピット水位の変化により管理する。</td> </tr> <tr> <td>2 CV圧力計</td> <td>水没した場合、CV圧力監視が不能となる。</td> <td>十分な高所にあり水没しない。</td> </tr> <tr> <td>3 CV温度計</td> <td>水没した場合、CV温度監視が不能となる。</td> <td>十分な高所にあり水没しない。</td> </tr> <tr> <td>4 CV水素濃度計（格納容器雰囲気ガスサンプリング取出し配管）</td> <td>水没した場合、水素濃度計測が不能となる。</td> <td>格納容器雰囲気ガスサンプリング取出し配管は十分な高所にあり水没しない。</td> </tr> <tr> <td>5 CV内高レンジエリアモニタ</td> <td>水没した場合、放射線量監視が不能となる。</td> <td>十分な高所にあり水没しない。</td> </tr> <tr> <td>6 CV構造的健全性</td> <td>大量の水を注入した状態でのバウンダリ機能、耐震性に影響が生じる可能性がある。</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> 注水量の増加によりCVバウンダリに水頭圧が加わるが、0.05MPa程度であり問題とはならない。 長期的にはベネトレーション部のシール機能への影響が懸念されるが、当該冷却操作実施可否の判断材料として考慮する必要はない。 大量の水を注水した状態での耐震性評価を行い、問題ないことを確認している。（図表2参照） </td> </tr> <tr> <td>7 CV再循環ユニット</td> <td>ダクト開放機構部が水没した場合、CVの稼働が不能となる。</td> <td>格納容器注水の運用管理上の上限レベルは、CV再循環ユニットのダクト開放機構下流から1.5m下であるため、冷却機能に影響はない。</td> </tr> </tbody> </table> <p>^{a)} CV水位計の設置位置 炉心発熱有効長の中心高さ（E.L.+約20.5m）よりも上方の位置まで冠水を行うことにより残存デブリの冷却性が確保できると考えられるため、CV水位計は、運用管理上の上限レベルとして炉心発熱有効長上端位置から0.5m下の水位であるE.L.+20.0mに設置する。 なお、原子炉格納容器耐震性評価については炉心発熱有効長上端が水没する水位を確認しており、CV水位計位置から当該位置に達するまでには、代替格納容器スプレッドポンプ（仕様：140t/h）で0時間程度の余裕がある。</p>	対象物	考えられる影響	評価	1 CV水位計	水位計の設置位置以上の水位となった場合、水位監視不能となる。	水位計の検出部は、CV注水を行う上層レベルを直観的に知る機能であるため、冠水による影響はない。頂に水位計が使用できない場合は、注水量を注水量計算、注水流量及び燃料貯留水ピット水位の変化により管理する。	2 CV圧力計	水没した場合、CV圧力監視が不能となる。	十分な高所にあり水没しない。	3 CV温度計	水没した場合、CV温度監視が不能となる。	十分な高所にあり水没しない。	4 CV水素濃度計（格納容器雰囲気ガスサンプリング取出し配管）	水没した場合、水素濃度計測が不能となる。	格納容器雰囲気ガスサンプリング取出し配管は十分な高所にあり水没しない。	5 CV内高レンジエリアモニタ	水没した場合、放射線量監視が不能となる。	十分な高所にあり水没しない。	6 CV構造的健全性	大量の水を注入した状態でのバウンダリ機能、耐震性に影響が生じる可能性がある。	<ul style="list-style-type: none"> 注水量の増加によりCVバウンダリに水頭圧が加わるが、0.05MPa程度であり問題とはならない。 長期的にはベネトレーション部のシール機能への影響が懸念されるが、当該冷却操作実施可否の判断材料として考慮する必要はない。 大量の水を注水した状態での耐震性評価を行い、問題ないことを確認している。（図表2参照） 	7 CV再循環ユニット	ダクト開放機構部が水没した場合、CVの稼働が不能となる。	格納容器注水の運用管理上の上限レベルは、CV再循環ユニットのダクト開放機構下流から1.5m下であるため、冷却機能に影響はない。	<p>記載表現の相違</p>
対象物	考えられる影響	評価																																													
1 CV水位計	水位計の設置位置以上の水位となった場合、水位監視不能となる。	CVへの過剰な注水を防止しつつ、炉心冷却が確保できる高さ ^{a)} に水位計を設置する。																																													
2 CV圧力計	水没した場合、CV圧力監視が不能となる。	CV圧力計を基準にCV水位計を設置することから水没しない。																																													
3 CV温度計	水没した場合、監視不能となる。	十分な高所にあり水没しない。																																													
4 CV水素濃度計	水没した場合、計測不能となる。	十分な高所にあり水没しない。																																													
5 CV内高レンジエリアモニタ	水没した場合、監視不能となる。	十分な高所にあり水没しない。																																													
6 CV構造的健全性	大量の水を注入した状態でのバウンダリ機能、耐震性に影響あり。	<ul style="list-style-type: none"> 注水量の増加によりCVバウンダリに水頭圧が加わるが、高々0.05MPa程度であり問題とはならない。 長期的にはベネトレーション部のシール機能への影響が懸念されるが、当該冷却操作実施可否の判断材料として考慮する必要はない。 大量の水を注水した状態で概略的な耐震性評価を行い大飯3、4号炉については問題がないことを確認している。 																																													
対象物	考えられる影響	評価																																													
1 CV水位計	水位計の設置位置以上の水位となった場合、水位監視不能となる。	水位計の検出部は、CV注水を行う上層レベルを直観的に知る機能であるため、冠水による影響はない。頂に水位計が使用できない場合は、注水量を注水量計算、注水流量及び燃料貯留水ピット水位の変化により管理する。																																													
2 CV圧力計	水没した場合、CV圧力監視が不能となる。	十分な高所にあり水没しない。																																													
3 CV温度計	水没した場合、CV温度監視が不能となる。	十分な高所にあり水没しない。																																													
4 CV水素濃度計（格納容器雰囲気ガスサンプリング取出し配管）	水没した場合、水素濃度計測が不能となる。	格納容器雰囲気ガスサンプリング取出し配管は十分な高所にあり水没しない。																																													
5 CV内高レンジエリアモニタ	水没した場合、放射線量監視が不能となる。	十分な高所にあり水没しない。																																													
6 CV構造的健全性	大量の水を注入した状態でのバウンダリ機能、耐震性に影響が生じる可能性がある。	<ul style="list-style-type: none"> 注水量の増加によりCVバウンダリに水頭圧が加わるが、0.05MPa程度であり問題とはならない。 長期的にはベネトレーション部のシール機能への影響が懸念されるが、当該冷却操作実施可否の判断材料として考慮する必要はない。 大量の水を注水した状態での耐震性評価を行い、問題ないことを確認している。（図表2参照） 																																													
7 CV再循環ユニット	ダクト開放機構部が水没した場合、CVの稼働が不能となる。	格納容器注水の運用管理上の上限レベルは、CV再循環ユニットのダクト開放機構下流から1.5m下であるため、冷却機能に影響はない。																																													

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.2.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.8 炉心部に残存する損傷燃料の冷却について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>4. まとめ</p> <p>以上のとおり、炉内に大量の炉心デブリが残存することを想定し、残存デブリの冷却性及び冷却操作による設備への影響の観点で検討を行った結果、CV内注水によりCV健全性が確保できることを確認した。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>5. まとめ</p> <p>以上のとおり、炉内に大量の炉心デブリが残存することを想定し、残存デブリの冷却性及び冷却操作による設備への影響の観点で検討を行った結果、CV内注水によりCV健全性が確保できることを確認した。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.2.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.8 炉心部に残存する損傷燃料の冷却について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">別紙</p> <p style="text-align: center;">残存デブリの冷却性の評価</p> <p>炉心損傷後、残存デブリが大量に存在することは考えにくいですが、仮に存在したとしても、原子炉下部キャビティ水による冠水及びヒートシンクや格納容器内自然対流冷却によるCV内の冷却により、CV除熱が維持されることを検討評価した。</p> <p>1. 評価概要</p> <p>原子炉容器破損後、原子炉下部プレナム及び原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心は最下部の原子炉下部キャビティへ流入した水により冷却され、大量の飽和蒸気を発生させる。発生した飽和蒸気は、原子炉下部キャビティから上昇し、CV内のヒートシンク及び格納容器再循環ユニットにより冷却・混合され、水分を含んだ湿り蒸気となり、蒸気分圧の低下を伴いながら、CV上部へ移流する。</p> <p>また、格納容器過圧破損シーケンスのように破断口がある場合には、炉心部で発生した蒸気の挙動は原子炉下部キャビティから発生する蒸気と同様となる。</p> <p>CV内の局所における過熱度を評価することは難しいが、CV全体挙動を考えると、格納容器再循環ユニット等の冷却によってCV上部区画気相の温度では10℃程度*の差が生じていることから、この温度差に伴う飽和蒸気密度差に相当する水分量が格納容器内に滞留していることになる。</p> <p>※ 格納容器過温破損シーケンスにおいて、スプレイ時点以降で原子炉下部キャビティ区画と格納容器上部区画との温度差が最小となる値</p> <p>したがって、仮に、残存デブリの崩壊熱の全エネルギーが水蒸気の過熱に寄与すると保守的に仮定したとしても、崩壊熱が水分の蒸散熱を下回る場合はCV雰囲気は過熱状態にはならないと考えられる。</p> <p>2. 評価における想定</p> <ul style="list-style-type: none"> 炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させるものとする。その状態で一部の残存デブリが水面から露出し、崩壊熱によりCV雰囲気を過熱させるものとする。 燃料は最も高温である中心部から溶け始め、上部が中心部に溶け込むように崩壊しながら溶融が進むと考えられることから燃料上部の一部が下部プレナムに溶融落下し、原子炉容器を破損させた状態を想定する。 核分裂生成物を多く含む発熱密度の高い領域は、自身の溶融により下部に流下すると考えられるが、保守的に残存デブリの発熱密度は均一と仮定する。 原子炉容器は破損しているものと仮定し、破損口からCVスプレイ水が流入することにより、炉心は冠水する。 保守的に少なめの水分発生量とするため、格納容器過温破損シーケンスにおいて、CVスプレイ 	<p style="text-align: right;">別紙1</p> <p style="text-align: center;">残存デブリの冷却性の評価</p> <p>炉心損傷後、残存デブリが大量に存在することは考えにくいですが、仮に存在したとしても、原子炉下部キャビティ水による冠水及びヒートシンクや格納容器内自然対流冷却によるCV内の冷却により、CV除熱が維持されることを検討評価した。</p> <p>1. 評価概要</p> <p>原子炉容器破損後、原子炉下部プレナム及び原子炉下部キャビティに落下した熔融炉心は最下部の原子炉下部キャビティへ流入した水により冷却され、大量の飽和蒸気を発生させる。発生した飽和蒸気は、原子炉下部キャビティから上昇し、CV内のヒートシンク及び格納容器再循環ユニットにより冷却・混合され、水分を含んだ湿り蒸気となり、蒸気分圧の低下を伴いながら、CV上部へ移流する。</p> <p>また、格納容器過圧破損シーケンスのように破断口がある場合には、炉心部で発生した蒸気の挙動は原子炉下部キャビティから発生する蒸気と同様となる。</p> <p>CV内の局所における過熱度を評価することは難しいが、CV全体挙動を考えると、格納容器再循環ユニット等の冷却によってCV上部区画気相の温度では8℃程度*の差が生じていることから、この温度差に伴う飽和蒸気密度差に相当する水分量がCV内に滞留していることになる。</p> <p>※ 格納容器過温破損シーケンスにおいて、スプレイ時点以降で原子炉下部キャビティ区画とCV上部区画との温度差が最小となる値</p> <p>したがって、仮に残存デブリの崩壊熱の全エネルギーが水蒸気の過熱に寄与すると保守的に仮定したとしても、崩壊熱が水分の蒸散熱を下回る場合はCV雰囲気が過熱状態にはならないと考えられる。</p> <p>2. 評価における想定</p> <ul style="list-style-type: none"> 炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させるものとする。その状態で一部の残存デブリが水面から露出し、崩壊熱によりCV雰囲気を過熱させるものとする。 燃料は最も高温である中心部から溶け始め、上部が中心部に溶け込むように崩壊しながら溶融が進むと考えられることから、燃料上部の一部が下部プレナムに溶融落下し、原子炉容器を破損させた状態を想定する。 核分裂生成物を多く含む発熱密度の高い領域は、自身の溶融により下部に流下すると考えられるが、保守的に残存デブリの発熱密度は均一と仮定する。 原子炉容器は破損しているものと仮定し、破損口からCVスプレイ水が流入することにより、炉心は冠水する。 保守的に少なめの水分発生量とするため、格納容器過温破損シーケンスにおいて、CVスプレイ停 	<p>相違理由</p> <p>解析結果の相違</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.2.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.8 炉心部に残存する損傷燃料の冷却について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>はならないと考えられる。</p> <p>なお、評価で仮定したように全熔融炉心の19%以上が炉心発熱有効長の中心高さより上部に残存することは実際には考えにくいことから、炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させることで、冷却性は確保できるものとする。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>と考えられる。</p> <p>なお、評価で仮定したように全熔融炉心の15%以上が炉心発熱有効長の中心高さより上部に残存することは実際には考えにくいことから、炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させることで、冷却性は確保できるものとする。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	

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

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>【該当する資料無し】</p>	<div data-bbox="1854 180 1955 212" style="border: 1px solid black; padding: 2px; display: inline-block;">別紙2</div> <p data-bbox="1285 272 1733 296" style="text-align: center;">泊3号機 格納容器内冠水時の耐震性評価について</p> <p data-bbox="1061 341 1957 400">炉内残存溶融デブリの冷却を目的として格納容器内冠水操作を行った場合を想定し、格納容器の耐震性評価を実施した。</p> <p data-bbox="1070 443 1205 467">(1) 評価条件</p> <ul data-bbox="1128 480 1957 671" style="list-style-type: none"> ・水位は格納容器炉心発熱有効長上端が水没する T.P. 21.172m とする。 ・耐震性評価に用いる地震力と他の事象の組み合わせについては、「重大事故等対処施設の耐震設計における重大事故と地震の組合せ」の考え方に従い、検討した。図1の通り⑤重大事故後の格納容器内温度・圧力と基準地震動 Sd による地震荷重との組み合わせと⑥大気圧相当と基準地震動 Ss による地震荷重の組合せが考えられるが、より厳しい⑤の条件での評価を行った。 <div data-bbox="1205 711 1854 1027" style="text-align: center;"> <p data-bbox="1211 1043 1854 1145"> ※1: 重大事故に定まるおそれがある事象又は重大事故のうち、原子炉格納容器圧力が最も高くなる「雰囲気圧力」温度による静的負荷（格納容器過温破損）の評価結果 ※2: 原子炉格納容器の最高使用圧力 ※3: 運転時の真実な過渡変化又は設計基準事故のうち、原子炉格納容器圧力の最も高くなる「原子炉冷却材喪失」の評価結果 ※4: 事象の継続時間については、解析結果等より保守的に設定している。 ※5: SA施設としてのCVについても確認する。 </p> </div> <p data-bbox="1155 1177 1872 1201" style="text-align: center;">図1 SA施設とDB施設の荷重条件に対するC/Vの許容応力状態の比較（概念図）</p> <p data-bbox="1122 1262 1570 1286">耐震性評価にて考慮する荷重は以下の通りとした。</p> <ol data-bbox="1160 1297 1570 1422" style="list-style-type: none"> ①自重（ポーラクレーン重量含む） ②格納容器内圧（最高使用圧力） ③地震荷重（Sd） ④格納容器内の水による荷重（水頭圧+地震時） 	<p data-bbox="1977 172 2110 400">※別紙2は泊3号炉での審査会合での指摘事項回答としてH28.9.6の審査会合で説明済みの内容</p>

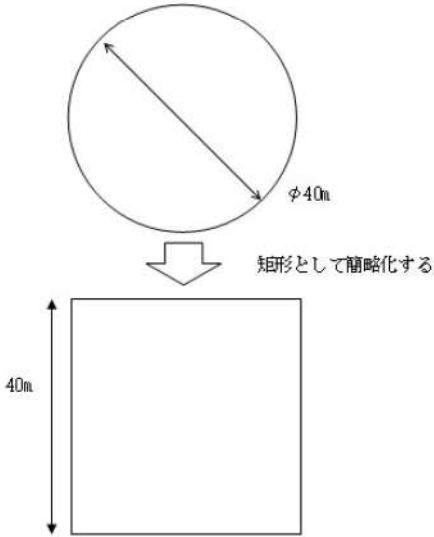
泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損) (添付資料 7.2.1.2.8 炉心部に残存する損傷燃料の冷却について)

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

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p style="text-align: center;">(単位: mm)</p>	
図2 原子炉格納容器断面図		

7.2.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.8 炉心部に残存する損傷燃料の冷却について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由										
	<p>(2) 格納容器内の水による荷重</p> <p>格納容器内に溜まった水が、基準地震動 Sd により格納容器脚部へ作用する場合の荷重を検討した。</p> <p>荷重 (F) は、水頭圧 (F_g) に加え、円筒容器に水が溜まった状態でスロッシングした場合の荷重 (F_{sd}) を算定する。</p> <ul style="list-style-type: none"> 算定条件及び検討結果 <p>格納容器内の諸元及び入力条件を表1に示す。設計確認用の荷重条件は、保守的に格納容器を矩形として簡略化した形状について、Housner の理論の矩形タンクの式により算出する。Housner の理論式については添付に示す。</p> <p>なお、水深については再下階の床面 (T.P. 17.8m) から T.P. 21.172m まで水が満ちているものと考えて評価を実施する。実際は内部コンクリートによる障害物があるため、動圧は低減されるものと考えられるが、保守的に無いものとして算定した。算定結果を図4に示す。</p> <p style="text-align: center;">表1 容器諸元及び入力条件</p> <table border="1" data-bbox="1176 624 1848 746"> <thead> <tr> <th>水深(m)</th> <th>平面形状(m)</th> <th>スロッシング周期(sec)</th> <th>衝撃圧算定用加速度 (m/s²)</th> <th>揺動圧算定用加速度 (m/s²)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>3.37</td> <td>40 (直径)</td> <td>約 14秒</td> <td>3.8 (質点 IC46)</td> <td>0.98^注</td> </tr> </tbody> </table> <p>注) 保守的に5秒の応答加速度とした</p> <div style="text-align: center;">  </div> <p style="text-align: center;">図3 格納容器内スロッシング荷重算出用概略図</p>	水深(m)	平面形状(m)	スロッシング周期(sec)	衝撃圧算定用加速度 (m/s ²)	揺動圧算定用加速度 (m/s ²)	3.37	40 (直径)	約 14秒	3.8 (質点 IC46)	0.98 ^注	
水深(m)	平面形状(m)	スロッシング周期(sec)	衝撃圧算定用加速度 (m/s ²)	揺動圧算定用加速度 (m/s ²)								
3.37	40 (直径)	約 14秒	3.8 (質点 IC46)	0.98 ^注								

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損) (添付資料 7.2.1.2.8 炉心部に残存する損傷燃料の冷却について)

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

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<div data-bbox="1187 188 1825 630" data-label="Figure"> </div> <p data-bbox="1276 641 1736 667">図4 Sd地震動における水平動によるスロッシング荷重</p> <div data-bbox="1064 726 1937 877" data-label="Equation-Block"> $F_g = 1 \times 10^3 (\text{kg/m}^3) \times 9.80665 (\text{m/s}^2) \times 3.37 (\text{m}) \approx 0.034 (\text{MPa}) \quad (\text{水頭圧})$ $F_{Sd} = 19.5 (\text{kN/m}^2) \approx 0.020 (\text{MPa}) \quad (\text{スロッシング荷重})$ $F = F_g + F_{Sd} = 0.054 (\text{MPa})$ </div>	

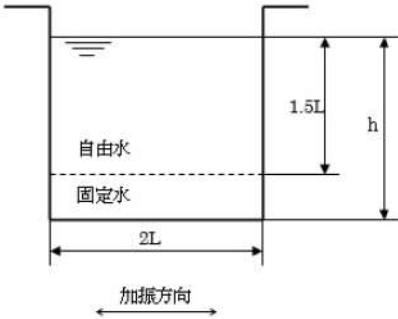
泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.8 炉心部に残存する損傷燃料の冷却について）

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

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																																																																											
	<p>(3) 格納容器本体への影響評価</p> <p>重大事故後（格納容器内圧 1Pa:0.283MPa の状態）に格納容器脚部へ作用する（1）に示した荷重に対し、格納容器の応力評価を実施した。</p> <p>「原子力発電所耐震設計技術指針」（JEAG4601・補-1984）の第2種容器の許容応力状態IV_Sの値を用いる。算出温度は132℃（最高使用温度）とする。概略評価の位置づけとして、評価応力は一次一般膜応力とする。</p> <p style="text-align: center;">表2 荷重の組合せ及び応力強さの限界</p> <table border="1" data-bbox="1178 440 1848 671"> <thead> <tr> <th>荷重の組合せ</th> <th colspan="2">応力強さの限界（許容応力状態IV_S）</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">① 自重（ボークレーン重量含む） ② 格納容器内圧（最高使用圧力） ③ 地震荷重（S_d） ④ 格納容器内の水による荷重（水頭圧・地震時）</td> <td>温度（℃）</td> <td>一次一般膜 応力強さ （MPa）</td> </tr> <tr> <td></td> <td>S_y</td> </tr> <tr> <td></td> <td>132</td> <td>234[*]</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">※設計・建設規格（JSME S NC1-2005/2007）による。</p> <p>表3に示すとおり、発生する応力強さは基準値を満足する。</p> <p style="text-align: center;">表3 応力強さの評価結果</p> <table border="1" data-bbox="1075 863 1928 971"> <thead> <tr> <th rowspan="2">地震ケース</th> <th colspan="3">自重+CV内圧⁽¹⁾</th> <th colspan="3">地震⁽²⁾</th> <th colspan="3">水圧（地震分含む）⁽³⁾⁽⁴⁾</th> <th colspan="3">合計</th> </tr> <tr> <th colspan="3">一次一般膜応力強さ</th> <th colspan="3">一次一般膜応力強さ</th> <th colspan="3">一次一般膜応力強さ</th> <th colspan="3">一次一般膜応力強さ</th> </tr> <tr> <td></td> <td>$\sigma_x - \sigma_y$</td> <td>$\sigma_y - \sigma_z$</td> <td>$\sigma_z - \sigma_x$</td> <td>$\sigma_x - \sigma_y$</td> <td>$\sigma_y - \sigma_z$</td> <td>$\sigma_z - \sigma_x$</td> <td>$\sigma_x - \sigma_y$</td> <td>$\sigma_y - \sigma_z$</td> <td>$\sigma_z - \sigma_x$</td> <td>$\sigma_x - \sigma_y$</td> <td>$\sigma_y - \sigma_z$</td> <td>$\sigma_z - \sigma_x$</td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>S_y</td> <td>-69.3</td> <td>127.6</td> <td>-58.3</td> <td>-30.4</td> <td>0</td> <td>30.4</td> <td>-24.4</td> <td>24.4</td> <td>0</td> <td>-125</td> <td>152</td> <td>-28</td> </tr> <tr> <td></td> <td colspan="9" style="text-align: center;">応力強さの限界</td> <td colspan="3" style="text-align: center;">S_y = 234</td> </tr> </tbody> </table> <p>注1) CV内圧は最高使用圧力としている。 注2) 金ヶ崎のS_d地震動による結果 注3) S_d地震水平動によりCV脚部(T.P. 17.8a)のスロッシング荷重が、冠水深さに一様に作用するとして応力を算出。 注4) 水圧により生じる応力各成分は次の通り。 $\sigma_x = -0.1MPa$, $\sigma_y = 24.3MPa$, $\sigma_z = -0.1MPa$</p>	荷重の組合せ	応力強さの限界（許容応力状態IV _S ）		① 自重（ボークレーン重量含む） ② 格納容器内圧（最高使用圧力） ③ 地震荷重（S _d ） ④ 格納容器内の水による荷重（水頭圧・地震時）	温度（℃）	一次一般膜 応力強さ （MPa）		S _y		132	234 [*]	地震ケース	自重+CV内圧 ⁽¹⁾			地震 ⁽²⁾			水圧（地震分含む） ⁽³⁾⁽⁴⁾			合計			一次一般膜応力強さ			一次一般膜応力強さ			一次一般膜応力強さ			一次一般膜応力強さ				$\sigma_x - \sigma_y$	$\sigma_y - \sigma_z$	$\sigma_z - \sigma_x$	$\sigma_x - \sigma_y$	$\sigma_y - \sigma_z$	$\sigma_z - \sigma_x$	$\sigma_x - \sigma_y$	$\sigma_y - \sigma_z$	$\sigma_z - \sigma_x$	$\sigma_x - \sigma_y$	$\sigma_y - \sigma_z$	$\sigma_z - \sigma_x$	S _y	-69.3	127.6	-58.3	-30.4	0	30.4	-24.4	24.4	0	-125	152	-28		応力強さの限界									S _y = 234			
荷重の組合せ	応力強さの限界（許容応力状態IV _S ）																																																																												
① 自重（ボークレーン重量含む） ② 格納容器内圧（最高使用圧力） ③ 地震荷重（S _d ） ④ 格納容器内の水による荷重（水頭圧・地震時）	温度（℃）	一次一般膜 応力強さ （MPa）																																																																											
		S _y																																																																											
	132	234 [*]																																																																											
地震ケース	自重+CV内圧 ⁽¹⁾			地震 ⁽²⁾			水圧（地震分含む） ⁽³⁾⁽⁴⁾			合計																																																																			
	一次一般膜応力強さ			一次一般膜応力強さ			一次一般膜応力強さ			一次一般膜応力強さ																																																																			
	$\sigma_x - \sigma_y$	$\sigma_y - \sigma_z$	$\sigma_z - \sigma_x$	$\sigma_x - \sigma_y$	$\sigma_y - \sigma_z$	$\sigma_z - \sigma_x$	$\sigma_x - \sigma_y$	$\sigma_y - \sigma_z$	$\sigma_z - \sigma_x$	$\sigma_x - \sigma_y$	$\sigma_y - \sigma_z$	$\sigma_z - \sigma_x$																																																																	
S _y	-69.3	127.6	-58.3	-30.4	0	30.4	-24.4	24.4	0	-125	152	-28																																																																	
	応力強さの限界									S _y = 234																																																																			

7.2.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.8 炉心部に残存する損傷燃料の冷却について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>添付</p> <p>1. 動水圧算出式</p> <p>動水圧の算出には、Housner の矩形タンクの式を用いる。本計算式は動水圧を衝撃圧（Impulsive Pressure）と揺動圧（Convective Pressure）に分けて求める。以下に計算式を示す。</p> <p>(1) 衝撃圧（Impulsive Pressure）</p> <p>自由水と固定水に分けて計算を行う。（ただし、$h < 1.5L$ の場合は全て自由水として計算を行う。）</p> <p>(i) 自由水 ($y < 1.5L$)</p> $P_i = \gamma A_0 h \sqrt{3} \left\{ \frac{y}{h} - \frac{1}{2} \left(\frac{y}{h} \right)^2 \right\} \tanh \left(\frac{\sqrt{3}L}{h} \right) \quad (1)$ <p>(ii) 固定水 ($1.5L \leq y \leq h$)</p> $P_i = \gamma A_0 L \quad (2)$ <p>P_i：衝撃圧（Impulsive Pressure）[N/m²] γ：液体（水）の比重量 [kg/m³] A_0：入力（床）加速度 [m/s²] h：水深 [m] ($h > 1.5L$ の細長いピットの場合 $h = 1.5L$) y：水面からの深さ [m] L：ピットの加震方向の長さの 1/2 [m]</p> 	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.2.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.8 炉心部に残存する損傷燃料の冷却について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<p>(2) 揺動圧 (Convective Pressure)</p> <p>揺動圧の計算は、hの値にかかわらず“全深さ”を基として計算を行う。</p> $P_c = \gamma \frac{L^2}{3} \sqrt{\frac{5}{2}} \frac{\cosh\left(\sqrt{\frac{5}{2}} \frac{h-y}{L}\right)}{\sinh\left(\sqrt{\frac{5}{2}} \frac{h}{L}\right)} \omega^2 \theta_h \sin(\omega t) \quad (3)$ $\omega^2 = \sqrt{\frac{5}{2}} \frac{g}{L} \tanh\left(\sqrt{\frac{5}{2}} \frac{h}{L}\right) \quad (4)$ $\theta_h = \sqrt{\frac{5}{2}} \frac{S_D}{L} \tanh\left(\sqrt{\frac{5}{2}} \frac{h}{L}\right) \quad (5)$ <p>Pc：揺動圧 (Convective Pressure) [N/m²] ω：ピット水の固有円振動数 [rad/s] θ_h：ピット水の自由振角度 [—] S_D：ωにおける変位応答スペクトル値 [m] cf. SD≒Sv/ω ≒SA/ω² Sv：速度応答スペクトル値 [m/s] SA：加速度応答スペクトル値 [m/s²]</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.9 炉心損傷後の事故影響緩和と操作の考え方について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: right;">添付資料 3.1.2.9</p> <p style="text-align: center;">炉心損傷後の事故影響緩和と操作の考え方について</p> <p>原子炉格納容器（以下「CV」という。）冠水操作を含む熔融炉心の冷却手段のうちからいずれかを選択する際には、熔融炉心の状態、原子炉容器（以下「RV」という。）破損有無ならびに操作実施時に予想される負の影響が主な判断材料となる。</p> <p>ここではそれらに着目して、現行の事故時影響緩和と操作評価マニュアル（アクシデントマネジメントガイドライン）に基づく影響緩和と操作選択の考え方について別紙のとおり整理した。</p> <p>考え方は別紙のとおりであるが、実際に炉心損傷度合、崩壊炉心の位置、冷却状態ならびに影響緩和と操作に伴う負の影響等を精度よく把握することは困難であり、原子力緊急時対策本部は限られた情報を元に総合的な検討を行い、時間の制約下で事象の局面に応じた手段を選択することになる。</p> <p>これらの判断能力を高めるためには、対策本部要員の力量を向上させることが有効であることから、シビアアクシデントに関する教育・訓練を充実させていくこととする。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.2.1.2.9</p> <p style="text-align: center;">炉心損傷後の事故影響緩和と操作の考え方について</p> <p>原子炉格納容器冠水操作を含む熔融炉心の冷却手段のうちからいずれかを選択する際には、熔融炉心の状態、原子炉容器破損の有無及び操作実施時に予想される「負の影響」が主な判断材料となる。</p> <p>ここではそれらに着目して、泊発電所シビアアクシデント対応ガイド要則に基づく影響緩和と操作選択の考え方について別紙のとおり整理した。</p> <p>考え方は別紙のとおりであるが、実際に炉心損傷度合、崩壊炉心の位置、冷却状態及び影響緩和と操作に伴う負の影響等を精度よく把握することは困難であり、原子力災害対策本部は限られた情報を元に総合的な検討を行い、時間の制約下で事象の局面に応じた手段を選択することになる。</p> <p>これらの判断能力を高めるためには、災害対策本部要員の力量を向上させることが有効であることから、シビアアクシデントに関する教育・訓練を充実させていくこととする。</p> <p style="text-align: right;">以上</p>	<p>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)

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																				
<p style="text-align: center;">別紙</p> <p>1. 炉心損傷後の原子炉の挙動 炉心損傷後の事象進展と事象把握のための判断材料を下表のとおり整理した。</p> <table border="1" data-bbox="224 383 963 1173"> <thead> <tr> <th>事象</th> <th>事象進展と判断材料</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>a. 炉心損傷</td> <td>(判断基準) ・炉心出口温度：350℃ ・格納容器内エアモニタ：1×10⁵mSv/h</td> </tr> <tr> <td>b. 下部プレナム部への溶融落下</td> <td>溶融デブリが落下し、下部プレナム部の蒸気と反応する。1次系に破損口のある事象においては、発生蒸気がCV圧力上昇に寄与し、1次系に破損口がなく、1次系圧力の高い事象の場合は、発生蒸気により1次系圧力が上昇する。 (判断材料) ・CV圧力上昇 (1次系の破損口がある場合) ・1次系圧力上昇 (1次系の破損口がない場合) 【参考】1次系の破損口がない過温破損シーケンスの解析結果では約10MPaまで一時上昇。</td> </tr> <tr> <td>c. R/V破損及び下部キャビティへの溶融落下</td> <td>R/Vが破損し、破損口から水素及び水蒸気が放出するとともに、溶融デブリがキャビティ水中に溶融落下することで、キャビティ水の沸騰が生じる。また、1次系に破断口がない場合は、R/V破損後、1次系圧力が急激に低下する。 (判断材料) ・CV圧力・温度の上昇 ・水素濃度の上昇 ・1次系圧力急減 (1次系の破損口がない場合) 【参考】1次系の破損口がない過温破損シーケンスの解析結果ではR/V破損後1次系圧力が約2MPaから約0.4MPaまで低下。</td> </tr> <tr> <td>d. 炉心部に大量の溶融デブリが残存</td> <td>大量の残存溶融デブリがCVを過熱蒸気雰囲気にし、再循環ユニットによる除熱性能を低下させる可能性がある。 (判断材料) ・事象発生後に炉心注水を行った場合は、炉心部に溶融デブリが残存している可能性がある。 ・CV圧力と温度から過熱状態を確認 ・(CV圧力測定不可の場合)CV温度が約160℃(2Pdの飽和蒸気温度)を超過 ・(CV圧力・温度が測定不可の場合)再循環ユニット冷却水出入口温度差が有意に低下^{※1}</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 「再循環ユニット冷却水出入口温度差」 再循環ユニットは過熱蒸気雰囲気では除熱性能が低下することが考えられる。再循環ユニットの除熱性能は140℃の飽和蒸気条件下において10MW/台であるため、冷却水流量141m³/h/台及び比熱1cal/cm³/℃とすると、冷却水出入口温度差は約60℃になる。</p> <p style="text-align: center;">10MW/台 ÷ 141m³/h/台 ÷ 1cal/cm³/℃ = 約60℃</p>	事象	事象進展と判断材料	a. 炉心損傷	(判断基準) ・炉心出口温度：350℃ ・格納容器内エアモニタ：1×10 ⁵ mSv/h	b. 下部プレナム部への溶融落下	溶融デブリが落下し、下部プレナム部の蒸気と反応する。1次系に破損口のある事象においては、発生蒸気がCV圧力上昇に寄与し、1次系に破損口がなく、1次系圧力の高い事象の場合は、発生蒸気により1次系圧力が上昇する。 (判断材料) ・CV圧力上昇 (1次系の破損口がある場合) ・1次系圧力上昇 (1次系の破損口がない場合) 【参考】1次系の破損口がない過温破損シーケンスの解析結果では約10MPaまで一時上昇。	c. R/V破損及び下部キャビティへの溶融落下	R/Vが破損し、破損口から水素及び水蒸気が放出するとともに、溶融デブリがキャビティ水中に溶融落下することで、キャビティ水の沸騰が生じる。また、1次系に破断口がない場合は、R/V破損後、1次系圧力が急激に低下する。 (判断材料) ・CV圧力・温度の上昇 ・水素濃度の上昇 ・1次系圧力急減 (1次系の破損口がない場合) 【参考】1次系の破損口がない過温破損シーケンスの解析結果ではR/V破損後1次系圧力が約2MPaから約0.4MPaまで低下。	d. 炉心部に大量の溶融デブリが残存	大量の残存溶融デブリがCVを過熱蒸気雰囲気にし、再循環ユニットによる除熱性能を低下させる可能性がある。 (判断材料) ・事象発生後に炉心注水を行った場合は、炉心部に溶融デブリが残存している可能性がある。 ・CV圧力と温度から過熱状態を確認 ・(CV圧力測定不可の場合)CV温度が約160℃(2Pdの飽和蒸気温度)を超過 ・(CV圧力・温度が測定不可の場合)再循環ユニット冷却水出入口温度差が有意に低下 ^{※1}	<p style="text-align: center;">別紙</p> <p style="text-align: center;">炉心損傷後の操作の判断について</p> <p>1. 炉心損傷後の原子炉の挙動 炉心損傷後の事象進展と事象把握のための判断材料は下表のとおり整理した。</p> <p style="text-align: center;">表1 事象進展の内容及びその判断材料</p> <table border="1" data-bbox="1142 383 1881 1173"> <thead> <tr> <th>事象</th> <th>事象進展の内容及びその判断材料</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>炉心損傷</td> <td>(判断基準) ・炉心出口温度：350℃ ・格納容器内エアモニタ：1×10⁵mSv/h</td> </tr> <tr> <td>下部プレナム部への溶融落下</td> <td>溶融デブリが落下し、下部プレナムの冷却水と反応する。1次冷却系に破損口がある場合は、発生した蒸気が原子炉格納容器の圧力上昇に寄与する。また、1次冷却系に破損口がない場合(1次冷却材圧力が高い事象)は、発生蒸気により1次冷却材圧力が上昇する。 (判断材料) ・原子炉格納容器圧力の上昇(1次冷却系の破損口がある場合) ・1次冷却材圧力の上昇(1次冷却系の破損口がない場合) 【参考】1次冷却系の破損口がない過温破損シーケンスの解析結果では、1次冷却材圧力が約10MPa程度一時的に上昇。</td> </tr> <tr> <td>原子炉容器破損及び下部キャビティへの溶融落下</td> <td>原子炉容器が破損し、破損口から水素及び水蒸気が放出するとともに、溶融デブリがキャビティ水中に溶融落下することでキャビティ水の沸騰が生じる。また、1次冷却系に破断口がない場合は、原子炉容器破損後、1次冷却材圧力が急激に低下する。 (判断材料) ・原子炉格納容器圧力・温度上昇 ・水素濃度の上昇 ・1次冷却材圧力急減(1次冷却系の破損口がない場合) 【参考】1次冷却系の破損口がない過温破損シーケンスの解析結果では、原子炉容器破損後1次冷却材圧力が約1.4MPaから約0.3MPaまで低下。</td> </tr> <tr> <td>炉心部に大量の溶融デブリが残存</td> <td>大量の残存溶融デブリが原子炉格納容器を過熱蒸気雰囲気にし、格納容器再循環ユニットの除熱性能を低下させる可能性がある。 (判断材料) ・事象発生後に炉心注水を行った場合は、炉心部に溶融デブリが残存している可能性がある。 ・原子炉格納容器圧力と温度から過熱状態を確認 ・(原子炉格納容器圧力が測定できない場合)原子炉格納容器内温度が約160℃(2Pdの飽和蒸気温度)を超過 ・(原子炉格納容器圧力・温度が測定不可の場合)格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差が有意に低下[※]</td> </tr> </tbody> </table> <p>※ 「格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差」 格納容器再循環ユニットは、過熱蒸気雰囲気では除熱性能が低下することが考えられる。格納容器再循環ユニットの除熱性能は130℃の飽和蒸気条件下において、約5.5MW/台であるため、冷却水流量82m³/h/台及び比熱1cal/cm³/℃とすると、冷却水出入口温度差は約60℃となる。</p> <p style="text-align: center;">5.5MW/台 ÷ 82m³/h/台 ÷ 1cal/cm³/℃ = 約60℃</p>	事象	事象進展の内容及びその判断材料	炉心損傷	(判断基準) ・炉心出口温度：350℃ ・格納容器内エアモニタ：1×10 ⁵ mSv/h	下部プレナム部への溶融落下	溶融デブリが落下し、下部プレナムの冷却水と反応する。1次冷却系に破損口がある場合は、発生した蒸気が原子炉格納容器の圧力上昇に寄与する。また、1次冷却系に破損口がない場合(1次冷却材圧力が高い事象)は、発生蒸気により1次冷却材圧力が上昇する。 (判断材料) ・原子炉格納容器圧力の上昇(1次冷却系の破損口がある場合) ・1次冷却材圧力の上昇(1次冷却系の破損口がない場合) 【参考】1次冷却系の破損口がない過温破損シーケンスの解析結果では、1次冷却材圧力が約10MPa程度一時的に上昇。	原子炉容器破損及び下部キャビティへの溶融落下	原子炉容器が破損し、破損口から水素及び水蒸気が放出するとともに、溶融デブリがキャビティ水中に溶融落下することでキャビティ水の沸騰が生じる。また、1次冷却系に破断口がない場合は、原子炉容器破損後、1次冷却材圧力が急激に低下する。 (判断材料) ・原子炉格納容器圧力・温度上昇 ・水素濃度の上昇 ・1次冷却材圧力急減(1次冷却系の破損口がない場合) 【参考】1次冷却系の破損口がない過温破損シーケンスの解析結果では、原子炉容器破損後1次冷却材圧力が約1.4MPaから約0.3MPaまで低下。	炉心部に大量の溶融デブリが残存	大量の残存溶融デブリが原子炉格納容器を過熱蒸気雰囲気にし、格納容器再循環ユニットの除熱性能を低下させる可能性がある。 (判断材料) ・事象発生後に炉心注水を行った場合は、炉心部に溶融デブリが残存している可能性がある。 ・原子炉格納容器圧力と温度から過熱状態を確認 ・(原子炉格納容器圧力が測定できない場合)原子炉格納容器内温度が約160℃(2Pdの飽和蒸気温度)を超過 ・(原子炉格納容器圧力・温度が測定不可の場合)格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差が有意に低下 [※]	<p>記載表現の相違</p> <p style="text-align: center;">設計の相違</p>
事象	事象進展と判断材料																					
a. 炉心損傷	(判断基準) ・炉心出口温度：350℃ ・格納容器内エアモニタ：1×10 ⁵ mSv/h																					
b. 下部プレナム部への溶融落下	溶融デブリが落下し、下部プレナム部の蒸気と反応する。1次系に破損口のある事象においては、発生蒸気がCV圧力上昇に寄与し、1次系に破損口がなく、1次系圧力の高い事象の場合は、発生蒸気により1次系圧力が上昇する。 (判断材料) ・CV圧力上昇 (1次系の破損口がある場合) ・1次系圧力上昇 (1次系の破損口がない場合) 【参考】1次系の破損口がない過温破損シーケンスの解析結果では約10MPaまで一時上昇。																					
c. R/V破損及び下部キャビティへの溶融落下	R/Vが破損し、破損口から水素及び水蒸気が放出するとともに、溶融デブリがキャビティ水中に溶融落下することで、キャビティ水の沸騰が生じる。また、1次系に破断口がない場合は、R/V破損後、1次系圧力が急激に低下する。 (判断材料) ・CV圧力・温度の上昇 ・水素濃度の上昇 ・1次系圧力急減 (1次系の破損口がない場合) 【参考】1次系の破損口がない過温破損シーケンスの解析結果ではR/V破損後1次系圧力が約2MPaから約0.4MPaまで低下。																					
d. 炉心部に大量の溶融デブリが残存	大量の残存溶融デブリがCVを過熱蒸気雰囲気にし、再循環ユニットによる除熱性能を低下させる可能性がある。 (判断材料) ・事象発生後に炉心注水を行った場合は、炉心部に溶融デブリが残存している可能性がある。 ・CV圧力と温度から過熱状態を確認 ・(CV圧力測定不可の場合)CV温度が約160℃(2Pdの飽和蒸気温度)を超過 ・(CV圧力・温度が測定不可の場合)再循環ユニット冷却水出入口温度差が有意に低下 ^{※1}																					
事象	事象進展の内容及びその判断材料																					
炉心損傷	(判断基準) ・炉心出口温度：350℃ ・格納容器内エアモニタ：1×10 ⁵ mSv/h																					
下部プレナム部への溶融落下	溶融デブリが落下し、下部プレナムの冷却水と反応する。1次冷却系に破損口がある場合は、発生した蒸気が原子炉格納容器の圧力上昇に寄与する。また、1次冷却系に破損口がない場合(1次冷却材圧力が高い事象)は、発生蒸気により1次冷却材圧力が上昇する。 (判断材料) ・原子炉格納容器圧力の上昇(1次冷却系の破損口がある場合) ・1次冷却材圧力の上昇(1次冷却系の破損口がない場合) 【参考】1次冷却系の破損口がない過温破損シーケンスの解析結果では、1次冷却材圧力が約10MPa程度一時的に上昇。																					
原子炉容器破損及び下部キャビティへの溶融落下	原子炉容器が破損し、破損口から水素及び水蒸気が放出するとともに、溶融デブリがキャビティ水中に溶融落下することでキャビティ水の沸騰が生じる。また、1次冷却系に破断口がない場合は、原子炉容器破損後、1次冷却材圧力が急激に低下する。 (判断材料) ・原子炉格納容器圧力・温度上昇 ・水素濃度の上昇 ・1次冷却材圧力急減(1次冷却系の破損口がない場合) 【参考】1次冷却系の破損口がない過温破損シーケンスの解析結果では、原子炉容器破損後1次冷却材圧力が約1.4MPaから約0.3MPaまで低下。																					
炉心部に大量の溶融デブリが残存	大量の残存溶融デブリが原子炉格納容器を過熱蒸気雰囲気にし、格納容器再循環ユニットの除熱性能を低下させる可能性がある。 (判断材料) ・事象発生後に炉心注水を行った場合は、炉心部に溶融デブリが残存している可能性がある。 ・原子炉格納容器圧力と温度から過熱状態を確認 ・(原子炉格納容器圧力が測定できない場合)原子炉格納容器内温度が約160℃(2Pdの飽和蒸気温度)を超過 ・(原子炉格納容器圧力・温度が測定不可の場合)格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差が有意に低下 [※]																					

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

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.9 炉心損傷後の事故影響緩和操作の考え方について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由												
<p>2. 溶融炉心の冷却手段と操作実施の判断材料</p> <p>(1) 炉心損傷後、RV破損前における炉心注入の考え方</p> <p>炉心損傷後は事故時影響の緩和、すなわち、周辺環境へのFP放出を防止するためにCV健全性を維持することが最も重要であるため、炉心注入よりもCVスプレイを優先して実施する。</p> <p>一方で、RV破損前であれば、炉心注入によりRV破損を防止することで、溶融炉心の分散やコンクリート侵食の発生を未然に防止することができる。炉心損傷後、RV破損前における炉心注入について、下表のとおり整理した。</p> <table border="1" data-bbox="257 491 936 858"> <thead> <tr> <th>操作内容</th> <th>正の効果と負の影響</th> <th>判断基準</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>① 炉心損傷後、RV破損前の炉心注入 (通常、低温側配管からの注入となるが、RV破損後であれば低温側配管からの注入水は、炉心部をバイパスすることが考えられるため、高温側配管から注入する等の措置を検討することとなる。)</td> <td>[正]溶融デブリの冷却 [正]蒸気発生抑制によるCV減温・減圧 [負]急速蒸気生成によるCV圧カスパイク [負]水素生成 [負]炉心注入が途中で停止した場合は、その後大量のデブリが残存する可能性あり</td> <td>著しい炉心損傷^{*2}に至っていない場合は、解析結果からRV破損防止に成功する可能性が高いため、CVスプレイに支障を与えない^{*3}ことを確認した上で炉心注入を行う。 著しい炉心損傷^{*2}に至っている場合は、事象進展を把握しながら、正負の影響を考慮した総合的な判断をもとに炉心注入の是非を決定する。</td> </tr> </tbody> </table> <p>※2 解析結果をもとに炉心損傷後1時間を「著しい炉心損傷」を判断する目安としている。(今回の有効性評価において最も事象進展の早い格納容器過圧破損シーケンスでは、事象発生後約21分で炉心損傷し、その後約1時間でRV破損に至る。) ただし、1.章に示すとおり、事象進展が遅く、炉心損傷後1時間以上経過しても下部プレナム部への溶融落下が発生していないと考えられる場合等は「著しい炉心損傷」に至っていないものと判断する。</p> <p>※3 恒設代替低圧注水ポンプの水源はCVスプレイと同じ燃料取替用水ピットであるため、炉心注入する場合は、燃料取替用水タンクの残量、補給水量及び可搬式代替低圧注水ポンプによる切り替えまでの時間を考慮して、炉心注入を判断することになる。</p>	操作内容	正の効果と負の影響	判断基準	① 炉心損傷後、RV破損前の炉心注入 (通常、低温側配管からの注入となるが、RV破損後であれば低温側配管からの注入水は、炉心部をバイパスすることが考えられるため、高温側配管から注入する等の措置を検討することとなる。)	[正]溶融デブリの冷却 [正]蒸気発生抑制によるCV減温・減圧 [負]急速蒸気生成によるCV圧カスパイク [負]水素生成 [負]炉心注入が途中で停止した場合は、その後大量のデブリが残存する可能性あり	著しい炉心損傷 ^{*2} に至っていない場合は、解析結果からRV破損防止に成功する可能性が高いため、CVスプレイに支障を与えない ^{*3} ことを確認した上で炉心注入を行う。 著しい炉心損傷 ^{*2} に至っている場合は、事象進展を把握しながら、正負の影響を考慮した総合的な判断をもとに炉心注入の是非を決定する。	<p>2. 溶融炉心の冷却手段と操作実施の判断材料</p> <p>(1)炉心損傷後、原子炉容器破損前における炉心注水の考え方</p> <p>炉心損傷後は事故時影響の緩和、すなわち、周辺環境へのFP放出を防止するために原子炉格納容器の健全性を維持することが最も重要であるため、炉心注水よりも格納容器スプレイを優先して実施する。</p> <p>一方で、原子炉容器破損前であれば、炉心注水により原子炉容器破損を防止することで、溶融炉心の分散やコンクリート侵食の発生を未然に防止することができる。炉心損傷後、原子炉容器破損前における炉心注水について、下表のとおり整理した。</p> <p>表2 炉心損傷後、原子炉容器破損前における炉心注水の考え方</p> <table border="1" data-bbox="1086 507 1921 865"> <thead> <tr> <th>操作内容</th> <th>正の効果と負の影響</th> <th>判断基準</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>炉心損傷後、原子炉容器破損前の炉心注水 (通常、低温側配管からの注入となるが、原子炉容器破損後であれば低温側配管からの注入水は、炉心部をバイパスすることが考えられるため、高温側配管から注入する等の措置を検討する)</td> <td>[正]溶融デブリの冷却 [正]蒸気発生抑制による原子炉格納容器減温・減圧 [負]急速蒸気生成による原子炉格納容器圧カスパイク [負]水素生成 [負]炉心注水が途中で停止した場合は、その後大量のデブリが残存する可能性あり</td> <td>著しい炉心損傷^{*1}に至っていない場合は、解析結果から原子炉容器破損防止に成功する可能性が高いため、格納容器スプレイに支障を与えない^{*2}ことを確認した上で炉心注水を行う。 著しい炉心損傷に至っている場合は、事象進展を把握しながら、正負の影響を考慮した総合的な判断をもとに炉心注水の是非を決定する。</td> </tr> </tbody> </table> <p>※1 解析結果をもとに炉心損傷後1時間を「著しい炉心損傷」を判断する目安としている。(今回の有効性評価において最も事象進展の早い格納容器過圧破損シーケンスでは、事象発生後約19分で炉心溶融し、その後約1時間で原子炉容器破損に至る。) ただし、1.章に示すとおり、事象進展が遅く、炉心損傷後1時間以上経過しても下部プレナム部への溶融落下が発生していないと考えられる場合等は「著しい炉心損傷」に至っていないものと判断する。</p> <p>※2 代替格納容器スプレイポンプの水源は格納容器スプレイと同じ燃料取替用水ピットであるため、炉心注水する場合は、燃料取替用水ピットの残量及び補給水量を考慮して、炉心注水を判断することになる。</p>	操作内容	正の効果と負の影響	判断基準	炉心損傷後、原子炉容器破損前の炉心注水 (通常、低温側配管からの注入となるが、原子炉容器破損後であれば低温側配管からの注入水は、炉心部をバイパスすることが考えられるため、高温側配管から注入する等の措置を検討する)	[正]溶融デブリの冷却 [正]蒸気発生抑制による原子炉格納容器減温・減圧 [負]急速蒸気生成による原子炉格納容器圧カスパイク [負]水素生成 [負]炉心注水が途中で停止した場合は、その後大量のデブリが残存する可能性あり	著しい炉心損傷 ^{*1} に至っていない場合は、解析結果から原子炉容器破損防止に成功する可能性が高いため、格納容器スプレイに支障を与えない ^{*2} ことを確認した上で炉心注水を行う。 著しい炉心損傷に至っている場合は、事象進展を把握しながら、正負の影響を考慮した総合的な判断をもとに炉心注水の是非を決定する。	<p>相違理由</p> <p>解析結果の相違</p>
操作内容	正の効果と負の影響	判断基準												
① 炉心損傷後、RV破損前の炉心注入 (通常、低温側配管からの注入となるが、RV破損後であれば低温側配管からの注入水は、炉心部をバイパスすることが考えられるため、高温側配管から注入する等の措置を検討することとなる。)	[正]溶融デブリの冷却 [正]蒸気発生抑制によるCV減温・減圧 [負]急速蒸気生成によるCV圧カスパイク [負]水素生成 [負]炉心注入が途中で停止した場合は、その後大量のデブリが残存する可能性あり	著しい炉心損傷 ^{*2} に至っていない場合は、解析結果からRV破損防止に成功する可能性が高いため、CVスプレイに支障を与えない ^{*3} ことを確認した上で炉心注入を行う。 著しい炉心損傷 ^{*2} に至っている場合は、事象進展を把握しながら、正負の影響を考慮した総合的な判断をもとに炉心注入の是非を決定する。												
操作内容	正の効果と負の影響	判断基準												
炉心損傷後、原子炉容器破損前の炉心注水 (通常、低温側配管からの注入となるが、原子炉容器破損後であれば低温側配管からの注入水は、炉心部をバイパスすることが考えられるため、高温側配管から注入する等の措置を検討する)	[正]溶融デブリの冷却 [正]蒸気発生抑制による原子炉格納容器減温・減圧 [負]急速蒸気生成による原子炉格納容器圧カスパイク [負]水素生成 [負]炉心注水が途中で停止した場合は、その後大量のデブリが残存する可能性あり	著しい炉心損傷 ^{*1} に至っていない場合は、解析結果から原子炉容器破損防止に成功する可能性が高いため、格納容器スプレイに支障を与えない ^{*2} ことを確認した上で炉心注水を行う。 著しい炉心損傷に至っている場合は、事象進展を把握しながら、正負の影響を考慮した総合的な判断をもとに炉心注水の是非を決定する。												

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）

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.9 炉心損傷後の事故影響緩和操作の考え方について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由																		
<p>(2) RV破損後のCVへの注水及び炉心注入の考え方</p> <p>CVへの注入制限量(約 4,000m³)に達し、CVスプレイを停止した後、CV再循環ユニットによる冷却によってもCVが過熱状態であると判断される場合、以下のとおり操作による正の効果と負の影響を考慮した総合的な判断のもと、CVへの注水又は炉心注入の是非を決定することとなる。</p> <table border="1" data-bbox="255 400 938 1102"> <thead> <tr> <th>操作内容</th> <th>正の効果と負の影響</th> <th>判断基準</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>② RV破損後のCVへの注水 (CV冠水)</td> <td>[正]溶解デブリの冷却 [正]CV過熱抑制によるCV減温・減圧 [負]急速蒸気生成によるCV圧力スパイク [負]水素発生 [負]再臨界 [負]水没による設備影響</td> <td>事象発生後に炉心注入を行った場合は、炉心部に溶解デブリが残存している可能性があることを念頭に、以下のとおりCVが過熱状態であることを判断し、正の効果と負の影響を考慮した総合的な判断のもとに実施する。 <CV過熱状態の判断> ・CV圧力と温度から過熱状態を確認 ・(CV圧力が計測できない場合)CV温度計が約160℃(2Pdの飽和蒸気温度)を超過 ・(CV圧力・温度が計測できない場合)再循環ユニット冷却水出入口温度差が有意に低下</td> </tr> <tr> <td>③ RV破損後の炉心注入</td> <td></td> <td>②のCV冠水操作を実施したとしてもCVが過熱状態である場合は、RVが破損していない場合又は破損口が閉塞している場合が想定される。この場合についても、②と同様に正負の影響を考慮した総合的な判断のもとに実施する。</td> </tr> </tbody> </table>	操作内容	正の効果と負の影響	判断基準	② RV破損後のCVへの注水 (CV冠水)	[正]溶解デブリの冷却 [正]CV過熱抑制によるCV減温・減圧 [負]急速蒸気生成によるCV圧力スパイク [負]水素発生 [負]再臨界 [負]水没による設備影響	事象発生後に炉心注入を行った場合は、炉心部に溶解デブリが残存している可能性があることを念頭に、以下のとおりCVが過熱状態であることを判断し、正の効果と負の影響を考慮した総合的な判断のもとに実施する。 <CV過熱状態の判断> ・CV圧力と温度から過熱状態を確認 ・(CV圧力が計測できない場合)CV温度計が約160℃(2Pdの飽和蒸気温度)を超過 ・(CV圧力・温度が計測できない場合)再循環ユニット冷却水出入口温度差が有意に低下	③ RV破損後の炉心注入		②のCV冠水操作を実施したとしてもCVが過熱状態である場合は、RVが破損していない場合又は破損口が閉塞している場合が想定される。この場合についても、②と同様に正負の影響を考慮した総合的な判断のもとに実施する。	<p>(2) 原子炉容器破損後の原子炉格納容器への注水及び炉心注水の考え方</p> <p>原子炉格納容器への注入制限量(約 6,100m³)に達し、格納容器スプレイ等を停止した後、格納容器再循環ユニットによる冷却によっても、原子炉格納容器が過熱状態であると判断される場合、以下のとおり操作による正の効果と負の影響を考慮した総合的な判断のもと、原子炉格納容器への注水又は炉心注水の是非を決定することとなる。</p> <p>表3 原子炉容器破損後の原子炉格納容器への注水及び炉心注水の考え方</p> <table border="1" data-bbox="1104 400 1917 1190"> <thead> <tr> <th>操作内容</th> <th>正の効果と負の影響</th> <th>判断基準</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>①原子炉容器破損後の原子炉格納容器への注水</td> <td>[正]溶解デブリの冷却 [正]原子炉格納容器過熱抑制による原子炉格納容器減温・減圧 [負]急速蒸気生成による原子炉格納容器圧力スパイク [負]水素生成 [負]再臨界 [負]水没による設備影響</td> <td>事象発生後に炉心注水を行った場合は、炉心部に溶解デブリが残存している可能性があることを念頭に、以下の様な原子炉格納容器が過熱状態であることを判断し、正の効果と負の影響を考慮した総合的な判断のもとに実施する。 <原子炉格納容器過熱状態の判断> ・原子炉格納容器内圧力と温度から過熱状態を確認 ・(原子炉格納容器内圧力が測定できない場合)原子炉格納容器内温度が約160℃(2Pdの飽和蒸気温度)を超過 ・(原子炉格納容器内圧力・温度が測定不可の場合)格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差が有意に低下</td> </tr> <tr> <td>②原子炉容器破損後の炉心注水</td> <td></td> <td>①の原子炉格納容器内への注水操作を実施したとしても原子炉格納容器が過熱状態にある場合は原子炉容器が破損していない場合又は破損口が閉塞している場合が想定される。この場合においても同様に正負の影響を考慮した総合的な判断のもとに実施する。</td> </tr> </tbody> </table>	操作内容	正の効果と負の影響	判断基準	①原子炉容器破損後の原子炉格納容器への注水	[正]溶解デブリの冷却 [正]原子炉格納容器過熱抑制による原子炉格納容器減温・減圧 [負]急速蒸気生成による原子炉格納容器圧力スパイク [負]水素生成 [負]再臨界 [負]水没による設備影響	事象発生後に炉心注水を行った場合は、炉心部に溶解デブリが残存している可能性があることを念頭に、以下の様な原子炉格納容器が過熱状態であることを判断し、正の効果と負の影響を考慮した総合的な判断のもとに実施する。 <原子炉格納容器過熱状態の判断> ・原子炉格納容器内圧力と温度から過熱状態を確認 ・(原子炉格納容器内圧力が測定できない場合)原子炉格納容器内温度が約160℃(2Pdの飽和蒸気温度)を超過 ・(原子炉格納容器内圧力・温度が測定不可の場合)格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差が有意に低下	②原子炉容器破損後の炉心注水		①の原子炉格納容器内への注水操作を実施したとしても原子炉格納容器が過熱状態にある場合は原子炉容器が破損していない場合又は破損口が閉塞している場合が想定される。この場合においても同様に正負の影響を考慮した総合的な判断のもとに実施する。	<p>設計の相違</p>
操作内容	正の効果と負の影響	判断基準																		
② RV破損後のCVへの注水 (CV冠水)	[正]溶解デブリの冷却 [正]CV過熱抑制によるCV減温・減圧 [負]急速蒸気生成によるCV圧力スパイク [負]水素発生 [負]再臨界 [負]水没による設備影響	事象発生後に炉心注入を行った場合は、炉心部に溶解デブリが残存している可能性があることを念頭に、以下のとおりCVが過熱状態であることを判断し、正の効果と負の影響を考慮した総合的な判断のもとに実施する。 <CV過熱状態の判断> ・CV圧力と温度から過熱状態を確認 ・(CV圧力が計測できない場合)CV温度計が約160℃(2Pdの飽和蒸気温度)を超過 ・(CV圧力・温度が計測できない場合)再循環ユニット冷却水出入口温度差が有意に低下																		
③ RV破損後の炉心注入		②のCV冠水操作を実施したとしてもCVが過熱状態である場合は、RVが破損していない場合又は破損口が閉塞している場合が想定される。この場合についても、②と同様に正負の影響を考慮した総合的な判断のもとに実施する。																		
操作内容	正の効果と負の影響	判断基準																		
①原子炉容器破損後の原子炉格納容器への注水	[正]溶解デブリの冷却 [正]原子炉格納容器過熱抑制による原子炉格納容器減温・減圧 [負]急速蒸気生成による原子炉格納容器圧力スパイク [負]水素生成 [負]再臨界 [負]水没による設備影響	事象発生後に炉心注水を行った場合は、炉心部に溶解デブリが残存している可能性があることを念頭に、以下の様な原子炉格納容器が過熱状態であることを判断し、正の効果と負の影響を考慮した総合的な判断のもとに実施する。 <原子炉格納容器過熱状態の判断> ・原子炉格納容器内圧力と温度から過熱状態を確認 ・(原子炉格納容器内圧力が測定できない場合)原子炉格納容器内温度が約160℃(2Pdの飽和蒸気温度)を超過 ・(原子炉格納容器内圧力・温度が測定不可の場合)格納容器再循環ユニット冷却水出入口温度差が有意に低下																		
②原子炉容器破損後の炉心注水		①の原子炉格納容器内への注水操作を実施したとしても原子炉格納容器が過熱状態にある場合は原子炉容器が破損していない場合又は破損口が閉塞している場合が想定される。この場合においても同様に正負の影響を考慮した総合的な判断のもとに実施する。																		

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）

7.2.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.10 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について）

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	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.2.10</p> <p style="text-align: center;">解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について （雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損））</p> <p>評価事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」の解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価を表1から表3に示す。</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.2.9</p> <p style="text-align: center;">解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について （雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）） （代替循環冷却系を使用する場合）</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.2.10</p> <p style="text-align: center;">解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について （雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損））</p> <p>評価事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」の解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価を表1から表3に示す。</p>	

7.2.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損) (添付資料 7.2.1.2.10 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について)

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

大阪発電所3/4号炉				女川原子力発電所2号炉				泊発電所3号炉				相違理由
分類	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間にかえる影響	評価項目となるパラメータにかえる影響	重要現象	解析モデル	不確かさ	運転員等操作時間にかえる影響	評価項目となるパラメータにかえる影響	相違理由	
原子炉格納容器 (炉心損傷後)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	
	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)		
	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)		
	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)		
炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	炉心損傷後炉内圧力 (炉心損傷後炉内圧力)	

表1 解析コードにおける重要現象の不確かさが運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータにかえる影響 (4/4)

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

7.2.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温破損) (添付資料 7.2.1.2.10 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について)

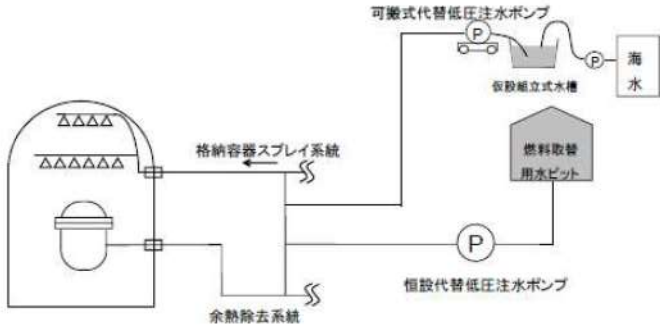
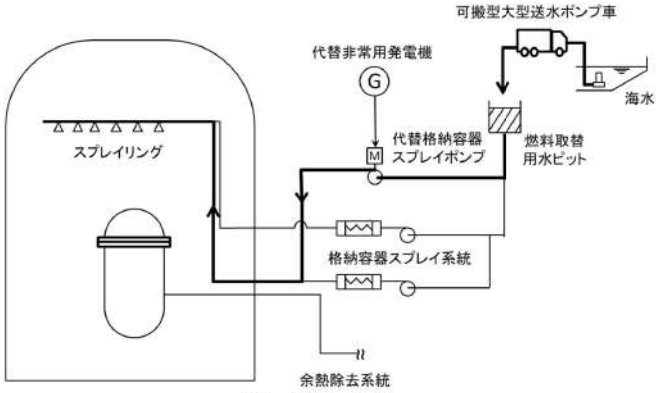
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 緑字：記載表現、設備名称の相違 (実質的な相違なし)

大阪発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>表3 運転員等稼働時間における影響、評価項目となるパラメータによる影響、評価項目となるパラメータによる静的負荷 (格納容器過温破損) (添付資料 7.2.1.2.10 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について)</p>	<p>表3 運転員等稼働時間における影響、評価項目となるパラメータによる影響、評価項目となるパラメータによる静的負荷 (格納容器過温破損) (添付資料 7.2.1.2.10 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について)</p>	<p>表3 運転員等稼働時間における影響、評価項目となるパラメータによる影響、評価項目となるパラメータによる静的負荷 (格納容器過温破損) (添付資料 7.2.1.2.10 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価について)</p>	<p>相違理由</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.2.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.11 水源、燃料、電源負荷評価結果について（格納容器過温破損））

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 3.1.2.11</p> <p style="text-align: center;">燃料、水源、電源負荷評価結果について（格納容器過温破損）</p> <p>1. 水源に関する評価（原子炉格納容器注水） 評価事故シーケンス【全交流動力電源喪失+補助給水失敗】</p> <p>○水源 燃料取替用水ピット：1,860m³（有効水量）</p> <p>○水使用パターン 恒設代替低圧注水ポンプ：130m³/h 事象発生後約3.6時間以降運転</p> <p>○時間評価（燃料取替用水ピット水が枯渇するまでの時間評価） 1,860 m³÷130m³/h=約14.3時間(事故後約17.9時間)</p> <p>（なお、原子炉格納容器への注水総量は約17.9時間までに可搬式代替低圧注水ポンプによる注水を開始し、約24時間まで注入継続する。130m³/h×20.4h=2,652m³）</p> <p>○水源評価結果 事象発生後約17.9時間までに可搬式代替低圧注水ポンプによる海水注水及び24時間までに大容量ポンプ、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移行することにより対応可能。</p>  <p style="text-align: center;">系統概略図</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.2.11</p> <p style="text-align: center;">水源、燃料、電源負荷評価結果について（格納容器過温破損）</p> <p>1. 水源に関する評価（原子炉格納容器注水） 評価事故シーケンス【外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故】</p> <p>○水源 燃料取替用水ピット：1,700m³（有効水量）</p> <p>○水使用パターン 代替格納容器スプレイポンプ：140m³/h 事象発生後約3.6時間以降運転</p> <p>○時間評価（燃料取替用水ピット水が枯渇するまでの時間評価） 燃料取替用水ピット水量1,700m³÷代替格納容器スプレイ流量140m³/h + 3.6時間 = 約15.7時間</p> <p><補給可能時間> 可搬型大型送水ポンプ車による補給可能開始時間：事象発生時の12.9時間</p> <p>○水源評価結果 燃料取替用水ピットが枯渇する前までに可搬型大型送水ポンプ車による海水補給が可能のため、格納容器内自然対流冷却移行までの間の注水継続が可能である。</p>  <p style="text-align: center;">図1 概略系統図</p>	<p>記載順の相違</p> <p>設計の相違</p> <p>解析条件の相違</p> <p>記載内容の相違 ・大飯は2台のポンプを使用して24時間の注水を継続するのに対して、泊は水源が枯渇する前までに海水を補給する ・24時間の注水継続が可能なのは同様</p>

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

7.2.1.2 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.11 水源、燃料、電源負荷評価結果について（格納容器過温破損））

大飯発電所3 / 4号炉		泊発電所3号炉		相違理由																																																														
2. 燃料消費に関する評価 評価事故シーケンス【全交流動力電源喪失+補助給水失敗】 プラント状況：3、4号炉運転中。 事象：全交流動力電源喪失+補助給水失敗は全ユニット発災を想定する。		2. 燃料消費に関する評価 評価事故シーケンス【外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故】		設計の相違																																																														
<table border="1"> <thead> <tr> <th>燃料種別</th> <th colspan="2">重油</th> </tr> <tr> <th>号炉</th> <th>3号炉</th> <th>4号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">時系列</td> <td>事象発生直後～7日間 (=168h)</td> <td>空冷DG (3号炉用2台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 3974/h (定格負荷) ×2台×24h×7日間=約 133,392kWh</td> <td>空冷DG (4号炉用2台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 3974/h (定格負荷) ×2台×24h×7日間=約 133,392kWh</td> </tr> <tr> <td>事象発生直後～7日間 (=168h)</td> <td>緊急時対策用発電機 (3,4号炉用1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 18,14/h×1台×24h×7日間=約 3,041kWh</td> <td>緊急時対策用発電機 (3,4号炉用予備1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 18,14/h×1台×24h×7日間=約 3,041kWh</td> </tr> <tr> <td>事象発生後 6.5h 後～事象発生後 24h 後 (=17.5h)</td> <td>可搬式代替低圧注水ポンプ用 エンジン式発電機 (3号炉用1台) 起動 燃費約 1264/h (定格負荷) ×1台×17.5h=約 2,205kWh</td> <td>可搬式代替低圧注水ポンプ用 エンジン式発電機 (4号炉用1台) 起動 燃費約 1264/h (定格負荷) ×1台×17.5h=約 2,205kWh</td> </tr> <tr> <td>事象発生後 14h 後～事象発生後 7日間 (=154h)</td> <td>大容量ポンプ (3,4号炉用1台) 起動 燃費約 3104/h (定格負荷) ×154h=約 47,740kWh</td> <td>大容量ポンプ (3,4号炉用予備1台) 起動 燃費約 3104/h (定格負荷) ×154h=約 47,740kWh</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>7日間 3号炉で消費する重油量 約 186,377kWh</td> <td>7日間 4号炉で消費する重油量 約 186,377kWh</td> <td></td> </tr> <tr> <td>結果</td> <td colspan="2">3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は 548kWh (重油タンク (160kL, 2基)、燃料油貯蔵タンク (114kL, 2基) の合計) であることから、7日間は十分に対応可能</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th>燃料種別</th> <th colspan="2">軽油</th> </tr> <tr> <th>号炉</th> <th>3号炉</th> <th>4号炉</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">時系列</td> <td>事象発生後 6.3h 後～事象発生後 24h 後 (=17.7h)</td> <td>3号逆水車起動 燃費約 744/h×17.7h=約 1,310kWh</td> <td>4号逆水車起動 燃費約 744/h×17.7h=約 1,310kWh</td> </tr> <tr> <td>事象発生後 6.3h 後～事象発生後 7日間 (=161.7h)</td> <td>3号水中ポンプ起動 燃費約 8,54/h×161.7h=約 1,375kWh</td> <td>4号水中ポンプ起動 燃費約 8,54/h×161.7h=約 1,375kWh</td> </tr> <tr> <td>事象発生後 24h 後～事象発生後 7日間 (=144h)</td> <td>3号逆水車起動 燃費約 214/h×144h=約 3,024kWh</td> <td>4号逆水車起動 燃費約 214/h×144h=約 3,024kWh</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td colspan="2">7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約 11,419kWh</td> </tr> <tr> <td>結果</td> <td colspan="2">発電所に備蓄している軽油量の合計は 21,000kWh であることから、7日間は十分に対応可能</td> </tr> </tbody> </table>		燃料種別	重油		号炉	3号炉	4号炉	時系列	事象発生直後～7日間 (=168h)	空冷DG (3号炉用2台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 3974/h (定格負荷) ×2台×24h×7日間=約 133,392kWh	空冷DG (4号炉用2台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 3974/h (定格負荷) ×2台×24h×7日間=約 133,392kWh	事象発生直後～7日間 (=168h)	緊急時対策用発電機 (3,4号炉用1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 18,14/h×1台×24h×7日間=約 3,041kWh	緊急時対策用発電機 (3,4号炉用予備1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 18,14/h×1台×24h×7日間=約 3,041kWh	事象発生後 6.5h 後～事象発生後 24h 後 (=17.5h)	可搬式代替低圧注水ポンプ用 エンジン式発電機 (3号炉用1台) 起動 燃費約 1264/h (定格負荷) ×1台×17.5h=約 2,205kWh	可搬式代替低圧注水ポンプ用 エンジン式発電機 (4号炉用1台) 起動 燃費約 1264/h (定格負荷) ×1台×17.5h=約 2,205kWh	事象発生後 14h 後～事象発生後 7日間 (=154h)	大容量ポンプ (3,4号炉用1台) 起動 燃費約 3104/h (定格負荷) ×154h=約 47,740kWh	大容量ポンプ (3,4号炉用予備1台) 起動 燃費約 3104/h (定格負荷) ×154h=約 47,740kWh	合計	7日間 3号炉で消費する重油量 約 186,377kWh	7日間 4号炉で消費する重油量 約 186,377kWh		結果	3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は 548kWh (重油タンク (160kL, 2基)、燃料油貯蔵タンク (114kL, 2基) の合計) であることから、7日間は十分に対応可能		燃料種別	軽油		号炉	3号炉	4号炉	時系列	事象発生後 6.3h 後～事象発生後 24h 後 (=17.7h)	3号逆水車起動 燃費約 744/h×17.7h=約 1,310kWh	4号逆水車起動 燃費約 744/h×17.7h=約 1,310kWh	事象発生後 6.3h 後～事象発生後 7日間 (=161.7h)	3号水中ポンプ起動 燃費約 8,54/h×161.7h=約 1,375kWh	4号水中ポンプ起動 燃費約 8,54/h×161.7h=約 1,375kWh	事象発生後 24h 後～事象発生後 7日間 (=144h)	3号逆水車起動 燃費約 214/h×144h=約 3,024kWh	4号逆水車起動 燃費約 214/h×144h=約 3,024kWh	合計	7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約 11,419kWh		結果	発電所に備蓄している軽油量の合計は 21,000kWh であることから、7日間は十分に対応可能		<table border="1"> <thead> <tr> <th>燃料種別</th> <th colspan="2">軽油</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">時系列</td> <td>事象発生直後～事象発生後 7日間 (=168h)</td> <td>代替非常用発電機起動 2台起動 (代替非常用発電機 100%出力時の燃料消費量) 燃費約 411 L/h × 2台 × 24h × 7日間 = 約 138,096L = 約 138.1kL</td> </tr> <tr> <td>緊急時対策用発電機 (指揮所用及び待機所用各1台の計2台) 起動 (緊急時対策用発電機 100%出力時の燃料消費量) 燃費約 (57.1L/h × 1台 + 57.1L/h × 1台) × 24h × 7日間 = 約 19,185.6L = 約 19.2kL</td> </tr> <tr> <td><格納容器内自然対流冷却> 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 (可搬型大型送水ポンプ車 100%負荷時の燃料消費量) 燃費約 74L/h × 1台 × 24h × 7日間 = 約 12,432L = 約 12.5kL</td> </tr> <tr> <td><使用済燃料ピット及び燃料取替用水ピットへの海水注水> 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 (可搬型大型送水ポンプ車 100%負荷時の燃料消費量) 燃費約 74L/h × 1台 × 24h × 7日間 = 約 12,432L = 約 12.5kL</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td colspan="2">7日間で消費する軽油量の合計 約 182.3kL</td> </tr> <tr> <td>結果</td> <td colspan="2">ディーゼル発電機燃料油貯油槽 (約 540kL) 及び燃料タンク (SA) (約 50kL) の合計約 590kL にて、7日間は十分に対応可能</td> </tr> </tbody> </table>		燃料種別	軽油		時系列	事象発生直後～事象発生後 7日間 (=168h)	代替非常用発電機起動 2台起動 (代替非常用発電機 100%出力時の燃料消費量) 燃費約 411 L/h × 2台 × 24h × 7日間 = 約 138,096L = 約 138.1kL	緊急時対策用発電機 (指揮所用及び待機所用各1台の計2台) 起動 (緊急時対策用発電機 100%出力時の燃料消費量) 燃費約 (57.1L/h × 1台 + 57.1L/h × 1台) × 24h × 7日間 = 約 19,185.6L = 約 19.2kL	<格納容器内自然対流冷却> 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 (可搬型大型送水ポンプ車 100%負荷時の燃料消費量) 燃費約 74L/h × 1台 × 24h × 7日間 = 約 12,432L = 約 12.5kL	<使用済燃料ピット及び燃料取替用水ピットへの海水注水> 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 (可搬型大型送水ポンプ車 100%負荷時の燃料消費量) 燃費約 74L/h × 1台 × 24h × 7日間 = 約 12,432L = 約 12.5kL	合計	7日間で消費する軽油量の合計 約 182.3kL		結果	ディーゼル発電機燃料油貯油槽 (約 540kL) 及び燃料タンク (SA) (約 50kL) の合計約 590kL にて、7日間は十分に対応可能	
燃料種別	重油																																																																	
号炉	3号炉	4号炉																																																																
時系列	事象発生直後～7日間 (=168h)	空冷DG (3号炉用2台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 3974/h (定格負荷) ×2台×24h×7日間=約 133,392kWh	空冷DG (4号炉用2台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 3974/h (定格負荷) ×2台×24h×7日間=約 133,392kWh																																																															
	事象発生直後～7日間 (=168h)	緊急時対策用発電機 (3,4号炉用1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 18,14/h×1台×24h×7日間=約 3,041kWh	緊急時対策用発電機 (3,4号炉用予備1台) 起動 (保守的に事象発生後すぐの起動を想定) 燃費約 18,14/h×1台×24h×7日間=約 3,041kWh																																																															
	事象発生後 6.5h 後～事象発生後 24h 後 (=17.5h)	可搬式代替低圧注水ポンプ用 エンジン式発電機 (3号炉用1台) 起動 燃費約 1264/h (定格負荷) ×1台×17.5h=約 2,205kWh	可搬式代替低圧注水ポンプ用 エンジン式発電機 (4号炉用1台) 起動 燃費約 1264/h (定格負荷) ×1台×17.5h=約 2,205kWh																																																															
	事象発生後 14h 後～事象発生後 7日間 (=154h)	大容量ポンプ (3,4号炉用1台) 起動 燃費約 3104/h (定格負荷) ×154h=約 47,740kWh	大容量ポンプ (3,4号炉用予備1台) 起動 燃費約 3104/h (定格負荷) ×154h=約 47,740kWh																																																															
合計	7日間 3号炉で消費する重油量 約 186,377kWh	7日間 4号炉で消費する重油量 約 186,377kWh																																																																
結果	3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は 548kWh (重油タンク (160kL, 2基)、燃料油貯蔵タンク (114kL, 2基) の合計) であることから、7日間は十分に対応可能																																																																	
燃料種別	軽油																																																																	
号炉	3号炉	4号炉																																																																
時系列	事象発生後 6.3h 後～事象発生後 24h 後 (=17.7h)	3号逆水車起動 燃費約 744/h×17.7h=約 1,310kWh	4号逆水車起動 燃費約 744/h×17.7h=約 1,310kWh																																																															
	事象発生後 6.3h 後～事象発生後 7日間 (=161.7h)	3号水中ポンプ起動 燃費約 8,54/h×161.7h=約 1,375kWh	4号水中ポンプ起動 燃費約 8,54/h×161.7h=約 1,375kWh																																																															
	事象発生後 24h 後～事象発生後 7日間 (=144h)	3号逆水車起動 燃費約 214/h×144h=約 3,024kWh	4号逆水車起動 燃費約 214/h×144h=約 3,024kWh																																																															
	合計	7日間 3,4号炉で消費する軽油量の合計 約 11,419kWh																																																																
結果	発電所に備蓄している軽油量の合計は 21,000kWh であることから、7日間は十分に対応可能																																																																	
燃料種別	軽油																																																																	
時系列	事象発生直後～事象発生後 7日間 (=168h)	代替非常用発電機起動 2台起動 (代替非常用発電機 100%出力時の燃料消費量) 燃費約 411 L/h × 2台 × 24h × 7日間 = 約 138,096L = 約 138.1kL																																																																
	緊急時対策用発電機 (指揮所用及び待機所用各1台の計2台) 起動 (緊急時対策用発電機 100%出力時の燃料消費量) 燃費約 (57.1L/h × 1台 + 57.1L/h × 1台) × 24h × 7日間 = 約 19,185.6L = 約 19.2kL																																																																	
	<格納容器内自然対流冷却> 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 (可搬型大型送水ポンプ車 100%負荷時の燃料消費量) 燃費約 74L/h × 1台 × 24h × 7日間 = 約 12,432L = 約 12.5kL																																																																	
	<使用済燃料ピット及び燃料取替用水ピットへの海水注水> 可搬型大型送水ポンプ車 1台起動 (可搬型大型送水ポンプ車 100%負荷時の燃料消費量) 燃費約 74L/h × 1台 × 24h × 7日間 = 約 12,432L = 約 12.5kL																																																																	
合計	7日間で消費する軽油量の合計 約 182.3kL																																																																	
結果	ディーゼル発電機燃料油貯油槽 (約 540kL) 及び燃料タンク (SA) (約 50kL) の合計約 590kL にて、7日間は十分に対応可能																																																																	

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE722-9 r.11.0
提出年月日	令和5年12月22日

泊発電所3号炉
重大事故等対策の有効性評価
比較表

7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

令和5年12月
北海道電力株式会社

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。

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

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

7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

大飯発電所3／4号炉	高浜発電所3／4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
比較結果等を取りまとめた資料				
1. 先行審査実績等を踏まえた泊3号炉まとめ資料の変更状況(2017年3月以降)				
1-1) 設計方針・運用・体制などを変更し、まとめ資料を修正した箇所と理由				
a. 大飯3／4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの：なし				
b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの：なし				
c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの：なし				
d. 当社が自主的に変更したもの：なし				
1-2) 設計方針・運用・体制を変更するものではないが、まとめ資料の記載の充実を行った箇所と理由				
a. 大飯3／4号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの：なし				
b. 女川2号炉まとめ資料と比較した結果、変更したもの：なし				
c. 他社審査会合の指摘事項等を確認した結果、変更したもの：なし				
d. 当社が自主的に変更したもの：なし				
1-3) バックフィット関連事項				
なし				
2. 大飯3／4号炉・高浜3／4号炉まとめ資料との比較結果の概要				
2-1) 比較表の構成について				
・泊と大飯、高浜で記載が異なる箇所は右上凡例に従い色付けをし、「相違理由」欄に相違理由を記載しているプラントを【大飯】【高浜】と記載している				
2-2) 泊3号炉の特徴について				
・泊3号は他のPWR3ループプラントに比べて以下の特徴がある（添付資料6.5.8）				
●補助給水流量が小さい：「全交流動力電源喪失」では、蒸気発生器保有水量の回復が遅くなる傾向がある				
●余熱除去ポンプの注入特性（高圧時の注入流量が若干多い）：「ECCS注水機能喪失（2インチ破断）」では、燃料が露出せず終始冠水状態となる				
●CV関連パラメータ（CV自由体積が若干小さく、格納容器再循環ユニットの除熱特性も若干低い）：原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器雰囲気温度が高めに推移する傾向がある				
2-3) 有効性評価の主な項目（1／2）				
項目	大飯発電所3／4号炉	高浜発電所3／4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
格納容器破損モードの特徴	LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ注入機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、1次冷却材圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、緩和措置がとられない場合には、熔融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気圧力が上昇し、原子炉格納容器の破損に至る。	LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、1次系圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、緩和措置がとられない場合には、熔融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、原子炉格納容器圧力が上昇し、原子炉格納容器の破損に至る。	発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故（LOCA）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、ECCS等の安全機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置が取られない場合には、1次冷却材圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、熔融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、原子炉格納容器圧力が上昇する等、原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して原子炉格納容器の破損に至る。	相違なし （記載表現は異なるが格納容器破損モードの特徴としては同等）

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.2 高压溶解物放出／格納容器雰囲気直接加熱

大阪発電所3／4号炉	高浜発電所3／4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
2-3) 有効性評価の主な項目 (2/2)				
項目	大阪発電所3／4号炉	高浜発電所3／4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
格納容器破損防止対策	原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、1次冷却材圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、熔融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、原子炉容器破損前までに加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧を行う対策を整備する。	原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、1次系圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、熔融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、原子炉容器破損前までに加圧器逃がし弁による1次系強制減圧を行う対策を整備する。	1次冷却材圧力が高い状況で原子炉容器が破損し、熔融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生することに対して、原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、原子炉容器破損前までに加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧を整備する。	相違なし (記載表現は異なるが格納容器破損防止対策としては同等)
評価事故シーケンス	「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」			相違なし
有効性評価の結果 (評価項目等)	1次冷却材圧力：原子炉容器破損に至る事象発生の約7.1時間後における1次冷却材圧力は約1.8MPa[gage]であり、原子炉容器破損までに1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回る。	1次冷却材圧力：原子炉容器破損に至る事象発生の約7.8時間後における1次冷却材圧力は約1.4MPa[gage]であり、原子炉容器破損までに1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]以下を下回る。	1次冷却材圧力：原子炉容器破損に至る事象発生の約8.0時間後における1次冷却材圧力は約1.4MPa[gage]であり、原子炉容器破損までに1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]以下に低減されている。	解析結果の相違
2-4) 主な相違				
・泊、大阪、高浜のプラント設備の相違による差異以外で、上記2-3)に記載した事項以外の主な相違はない				
2-5) 相違理由の省略				
相違理由	大阪発電所3／4号炉	高浜発電所3／4号炉	泊発電所3号炉	相違が生じている理由
設備名称の相違	静的触媒式水素再結合装置	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	－
	原子炉格納容器水素燃焼装置	原子炉格納容器水素燃焼装置	格納容器水素イグナイタ	－
	恒設代替低圧注水ポンプ	恒設代替低圧注水ポンプ	代替格納容器スプレイポンプ	－
	大容量ポンプ	大容量ポンプ	可搬型大型送水ポンプ車	－
記載表現の相違	原子炉下部キャビティ	原子炉格納容器床	原子炉下部キャビティ	(大阪と同様)
	開操作	開放	開操作	(大阪と同様)
	1次冷却系	1次系	1次冷却系	(大阪と同様)
	低下	低下	減少	1次冷却系の保有"水量"に対して低下ではなく減少がより適正と判断
	動作	作動	動作	(大阪と同様)

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

大阪発電所3／4号炉	高浜発電所3／4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>3.2.1 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策</p> <p>(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態 格納容器破損モード「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、SED、TEI、TED、TEW、SEI、SLI、SLW及びSEWがある。</p> <p>(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方 格納容器破損モード「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ注入機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、1次冷却材圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、緩和措置がとられない場合には、溶融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気が直接加熱されることで、急速に原子炉格納容器圧力が上昇し、原子炉格納容器の破損に至る。</p> <p>したがって、本格格納容器破損モードでは、急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制するため、原子炉容器破損前までに1次冷却系の減圧を行うことにより、原子炉格納容器の破損を防止する。</p>	<p>3.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>3.2.1 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策</p> <p>(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態 格納容器破損モード「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、SED、TEI、TED、TEW、SEI、SLI、SLW及びSEWがある。</p> <p>(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方 格納容器破損モード「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、1次系圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、緩和措置がとられない場合には、溶融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気が直接加熱されることで、急速に原子炉格納容器圧力が上昇し、原子炉格納容器の破損に至る。</p> <p>したがって、本格格納容器破損モードでは、急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制するため、原子炉容器破損前までに1次系の減圧を行うことにより、原子炉格納容器の破損を防止する。</p>	<p>3.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>3.2.1 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策</p> <p>(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態 格納容器破損モード「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、TQUX、長期TB、TBD、TBU及びS2Eである。</p> <p>(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方 格納容器破損モード「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故（LOCA）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、ECCS等の安全機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉圧力が高い状態で原子炉圧力容器が損傷し、溶融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、格納容器雰囲気が直接加熱されることにより、急速に格納容器圧力が上昇する等、格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して格納容器の破損に至る。</p> <p>したがって、本格格納容器破損モードでは、溶融炉心、水蒸気及び水素の急速な放出に伴い格納容器に熱的・機械的な負荷が加えられることを防止するため、原子炉圧力容器破損までに逃がし安全弁の手動開操作により原子炉減圧を実施</p>	<p>7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱</p> <p>7.2.2.1 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策</p> <p>(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態 格納容器破損モード「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、SED、TEI、TED、SEI、TEW、SLW、SLI及びSEWがある。</p> <p>(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方 格納容器破損モード「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故（LOCA）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに、ECCS等の安全機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置が取られない場合には、1次冷却材圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、溶融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気が直接加熱されることにより、急速に原子炉格納容器圧力が上昇する等、原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生して原子炉格納容器の破損に至る。</p> <p>したがって、本格格納容器破損モードでは、溶融炉心、水蒸気及び水素の急速な放出に伴い原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が加えられることを防止するため、原子炉容器破損までに加圧器逃がし弁の開操作により1次冷却系の減圧</p>	<p>【大阪、高岡】 記載順の相違</p> <p>【大阪、高岡】 記載表現の相違（女川、高岡の表現）</p> <p>【大阪、高岡】 記載方針の相違（女川、高岡の表現） ・女川に合せて具体的に記載</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

大阪発電所3／4号炉	高浜発電所3／4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>また、その後の原子炉格納容器圧力及び温度が緩慢に上昇することから、原子炉格納容器雰囲気冷却及び除熱し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制するため、原子炉下部キャビティへ注水し原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。さらに、継続的に発生する水素を処理する。</p> <p>(3) 格納容器破損防止対策 格納容器破損モード「高压溶融物放出」</p>	<p>また、その後の原子炉格納容器圧力及び温度が緩慢に上昇することから、原子炉格納容器雰囲気冷却及び除熱し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制するため、原子炉格納容器床へ注水し原子炉格納容器床に落下した溶融炉心を冷却することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。さらに、継続的に発生する水素を処理する。</p> <p>(3) 格納容器破損防止対策 格納容器破損モード「高压溶融物放出」</p>	<p>することによって、格納容器の破損を防止する。</p> <p>また、原子炉圧力容器の下部から溶融炉心が落下するまでに、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）によって、格納容器下部に溶融炉心の冷却に必要な水位及び水量を確保するとともに格納容器冷却を実施する。溶融炉心の落下後は、原子炉格納容器下部注水系（常設）（復水移送ポンプ）によって溶融炉心を冷却するとともに、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。その後、代替循環冷却系又は原子炉格納容器フィルタベント系によって格納容器の圧力及び温度を低下させる。</p> <p>なお、本格納容器破損モードの有効性評価を実施する上では、原子炉圧力容器破損までは重大事故等対処設備による原子炉注水機能についても使用できないものと仮定し、原子炉圧力容器破損に至るものとする。一方、本格納容器破損モードに対しては、原子炉圧力容器破損後の格納容器破損防止のための重大事故等対策の有効性についても評価するため、原子炉圧力容器破損後は重大事故等対策に係る手順に基づきプラント状態を評価することとする。</p> <p>したがって、本評価では原子炉圧力容器破損後も原子炉圧力容器内に残存する放射性物質の冷却のために原子炉に注水する対策及び手順を整備することから、これを考慮した有効性評価を実施することとする。</p> <p>(3) 格納容器破損防止対策 格納容器破損モード「高压溶融物放出」</p>	<p>を実施することによって、原子炉格納容器の破損を防止する。</p> <p>また、その後の原子炉格納容器圧力及び温度が緩慢に上昇することから、代替格納容器スプレイポンプ及びC、D-格納容器再循環ユニットによって原子炉格納容器雰囲気冷却及び除熱し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制するため、代替格納容器スプレイポンプによって原子炉下部キャビティへ注水し原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。さらに、原子炉格納容器内水素処理装置によって継続的に発生する水素を処理、低減させるとともに最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより原子炉格納容器雰囲気冷却を行う。</p> <p>(3) 格納容器破損防止対策 格納容器破損モード「高压溶融物放出」</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・他事項に合わせての 同熱源に関して記載の追加（伊方と同様）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

大阪発電所3／4号炉	高浜発電所3／4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>／格納容器雰囲気直接加熱」で想定される事故シーケンスに対しては、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、1次冷却材圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、溶融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、原子炉容器破損前までに加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧を行う対策を整備する。</p> <p>また、その後の原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。また、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、代替格納容器スプレイによって原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。</p> <p>さらに、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備として原子炉格納容器水素燃焼装置を設置する。</p> <p>したがって、本格格納容器破損モードに対応する手順及び重大事故等対策は「3.1.2 格納容器過温破損」と同様であ</p>	<p>／格納容器雰囲気直接加熱」で想定される事故シーケンスに対しては、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、1次系圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、溶融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、原子炉容器破損前までに加圧器逃がし弁による1次系強制減圧を行う対策を整備する。</p> <p>また、その後の原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、恒設代替低圧注水ポンプ及び可搬式代替低圧注水ポンプによる代替格納容器スプレイ、並びに原子炉格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。また、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、代替格納容器スプレイによって原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。</p> <p>さらに、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備として原子炉格納容器水素燃焼装置を設置する。</p> <p>したがって、本格格納容器破損モードに対応する手順及び重大事故等対策は「3.1.2 格納容器過温破損」と同様であ</p>	<p>／格納容器雰囲気直接加熱」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉圧力が高い状態で原子炉圧力容器が損傷し、溶融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、格納容器に熱的・機械的な負荷が発生することに対して、原子炉減圧を可能とするため、逃がし安全弁（自動減圧機能）の自動開操作による原子炉減圧手段を整備する。</p> <p>また、原子炉圧力容器破損前における格納容器温度の上昇を抑制し、逃がし安全弁（自動減圧機能）の環境条件を緩和する観点から原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段を整備し、原子炉圧力容器破損後の格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却手段及び代替循環冷却系による格納容器除熱手段並びに原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱手段を整備する。</p> <p>なお、これらの原子炉圧力容器破損以降の格納容器過圧・過温に対応する手順及び重大事故等対策は「3.1 雰囲気圧</p>	<p>／格納容器雰囲気直接加熱」で想定される事故シーケンスに対して、1次冷却材圧力が高い状態で原子炉容器が破損し、溶融炉心、水蒸気、水素等が急速に放出され、原子炉格納容器に熱的・機械的な負荷が発生することに対して、原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、原子炉容器破損前までに加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧を整備する。</p> <p>また、その後の原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から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及び格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を整備する。また、溶融炉心・コンクリート相互作用によるコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、代替格納容器スプレイによって原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。</p> <p>さらに、継続的に発生する水素を処理するため、原子炉格納容器内水素処理装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備として格納容器水素イグナイタを設置する。</p> <p>したがって、本格格納容器破損モードに対応する手順及び重大事故等対策は「7.2.1.2 格納容器過温破損」と同様であ</p>	<p>【大阪、高浜】 図の相違 ・代替格納容器スプレイに関しては、大阪、高浜は燃焼冷却用水の（せつ）と海水を水源とする2種類ポンプを使用するが、泊は燃焼冷却用水のみを水源とする代替格納容器スプレイを使用し、燃焼冷却用水が枯渇する前まで海水を補給することでスプレイを継続する（1台のポンプでスプレイを継続する点で3号炉と同様）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

大阪発電所3／4号炉	高浜発電所3／4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>る。</p>	<p>る。</p>	<p>力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」と同じである。</p> <p>本格納容器破損モードの防止及びそれ以降の一連の対応も含めた重大事故等対策の概要を以下のa. からj. に示すとともに、a. からj. の重大事故等対策における設備と手順の関係を第3.2.1表に示す。このうち、本格納容器破損モードに対する重大事故等対策は以下のa. からg. である。</p> <p>本格納容器破損モードの防止及びそれ以降の一連の対応も含めた重大事故等対策の概略系統図を第3.2.1図から第3.2.4図に、対応手順の概要を第3.2.5図に示す。このうち、本格納容器破損モードの重大事故等対策の概略系統図は第3.2.1図及び第3.2.2図である。</p> <p>本格納容器破損モードにおける評価事故シーケンスにおいて重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、発電所対策本部要員及び重大事故等対応要員で構成され、合計30名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、発電課長1名、発電副長1名及び運転操作対応を行う運転員5名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う発電所対策本部要員は6名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は17名である。必要な要員と作業項目について第3.2.6図に示す。</p> <p>なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、30名で対処可能である。</p> <p>a. 外部電源喪失及び原子炉スクラム</p>	<p>ある。</p>	<p>【女川】 記載方針の相違 ・泊、大阪、高浜は格納容器破損モードシーケンスと同様であるため記載を省略しているが、女川は他の事故シーケンス同様で、必要要員や手順等を記載している</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.2 高压溶解物放出／格納容器雰囲気直接加熱

大飯発電所3／4号炉	高浜発電所3／4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>確認</p> <p>運転時の異常な過渡変化、原子炉冷却材喪失事故（LOCA）又は全交流動力電源喪失が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。</p> <p>また、運転時の異常な過渡変化又は原子炉冷却材喪失事故（LOCA）が発生した場合、同時に外部電源喪失が発生したことを確認する。</p> <p>原子炉のスクラムを確認するために必要な計装設備は、平均出力領域モニタ等である。</p> <p>b. 高压・低压注水機能喪失確認</p> <p>原子炉スクラム後、原子炉水位は低下し続け、原子炉水位低でECCS等の自動起動信号が発生するが、全てのECCS等が機能喪失^{※1}していることを確認する。</p> <p>ECCS等機能喪失を確認するために必要な計装設備は、各系統のポンプ出口流量等である。</p> <p>※1 ECCS等による注水ができない状態。高压炉心スプレイ系、低压炉心スプレイ系、残留熱除去系（低压注水モード）及び原子炉隔離時冷却系の機能喪失が重畳する場合や高压炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系並びに自動減圧系の機能喪失に伴い低压炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低压注水モード）による原子炉注水ができない場合を想定。</p> <p>c. 炉心損傷確認</p> <p>原子炉水位が更に低下し、炉心が露出し、炉心損傷したことを確認する。</p> <p>炉心損傷の判断は、ドライウェル</p>		

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

大阪発電所3／4号炉	高浜発電所3／4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>又はサブプレッションチェンバ内のガンマ線線量率が設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍を超えた場合とする。</p> <p>炉心損傷を確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気放射線モニタ（D/W）及び格納容器内雰囲気放射線モニタ（S/C）である。</p> <p>また、炉心損傷判断後は、格納容器内のpH調整のため薬品注入の準備を行う。格納容器内のpHを7以上に制御することで、分子状無機よう素の生成が抑制され、その結果、有機よう素の生成についても抑制される。これにより、環境中への有機よう素の放出量を低減させることができる。</p> <p>なお、有効性評価においては、pH制御には期待しない。</p> <p>d. 水素濃度監視</p> <p>炉心損傷が発生すれば、ジルコニウム-水反応等により水素が発生することから、格納容器内の水素濃度を確認する。</p> <p>格納容器内の水素濃度を確認するために必要な計装設備は、格納容器内水素濃度（D/W）及び格納容器内水素濃度（S/C）である。</p> <p>e. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉急速減圧</p> <p>原子炉水位の低下が継続し、有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に到達した時点で、原子炉注水手段が全くない場合でも、中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）2</p>		

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

大阪発電所3／4号炉	高浜発電所3／4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>個を手動で開放し、原子炉を急速減圧する。</p> <p>原子炉急速減圧を確認するために必要な計装設備は、原子炉水位（燃料域）、原子炉圧力等である。</p> <p>原子炉急速減圧後は、逃がし安全弁（自動減圧機能）の開状態を保持し、原子炉圧力を低圧状態に維持する。</p> <p>(添付資料3.2.1)</p> <p>f. 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水</p> <p>原子炉圧力容器下鏡部温度 300℃到達により溶融炉心の炉心下部ブレナムへの移行を確認した場合、中央制御室からの遠隔操作により復水移送ポンプ2台を使用した原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水^{※2}を実施する。また、ドライウェル水位がドライウェル床面より 0.23m上に水位があることを表すランプが点灯した時点で停止する。</p> <p>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による格納容器下部への注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系ヘッドスプレイライン洗浄流量）、原子炉格納容器下部水位等である。</p> <p>※2 格納容器下部注水を原子炉格納容器代替スプレイ冷却系にて実施することにより、格納容器内の温度を低下させ、逃がし安全弁の環境条件を緩和する効果がある。</p> <p>なお、本操作に期待しない場合で</p>		

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

大阪発電所3／4号炉	高浜発電所3／4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>あっても、評価上、原子炉压力容器底部破損に至るまでの間、逃がし安全弁（自動減圧機能）は原子炉減圧機能を維持できる。</p> <p>g. 原子炉压力容器破損確認</p> <p>原子炉压力容器破損の徴候として、原子炉水位の低下、制御棒位置の指示値喪失数増加、原子炉压力容器下鏡部温度の指示値喪失数増加といったパラメータの変化を確認する。原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達した場合には、原子炉压力容器の破損を速やかに判断するために格納容器下部水温等を継続監視する。</p> <p>格納容器下部水温の急激な上昇又は指示値喪失、原子炉圧力の急激な低下、ドライウェル圧力の急激な上昇、格納容器下部の雰囲気温度の急激な低下、格納容器内水素濃度の急激な上昇といったパラメータの変化によって原子炉压力容器の破損を判断する。</p> <p>これらにより原子炉压力容器破損を判断した後は、格納容器下部の雰囲気温度が飽和温度程度で推移することで原子力压力容器破損を再確認する。</p> <p>原子炉压力容器の破損判断に必要な計装設備は、原子炉格納容器下部温度等である。</p> <p>h. 溶融炉心への注水</p> <p>溶融炉心の冷却を維持するため、原子炉压力容器が破損し、溶融炉心が格納容器下部に落下した後は、原子炉格納容器下部注水系（常設）（復水移送ポンプ）による格納容器下部</p>		

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

大阪発電所3／4号炉	高浜発電所3／4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>注水により、ドライウエル水位にてドライウエル床面より 0.02m 上に水位があることを表すランプが消灯していた場合、ドライウエル床面より 0.23m 上に水位があることを表すランプが点灯するまで注水を実施する。溶融炉心の冠水状態を維持するとともに、圧力抑制室水位の上昇を抑制し、原子炉格納容器フィルタベント系による除熱操作の遅延を図り、可能な限り外部への影響を軽減する観点から 0.02m から 0.23m の範囲に水位を維持する。</p> <p>原子炉格納容器下部注水系（常設）（復水移送ポンプ）による格納容器下部注水を確認するために必要な計装設備は、原子炉格納容器下部注水流量等である。原子炉格納容器下部注水系（常設）（復水移送ポンプ）により溶融炉心の冷却が継続して行われていることは、原子炉格納容器下部注水流量のほか、ドライウエル水位によっても確認することができる。</p> <p>i. 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却</p> <p>格納容器圧力が 0.640MPa [gage] に到達した場合又はドライウエル温度が 190℃以上上昇した場合は、中央制御室からの遠隔操作にて格納容器へのスプレイ開始に必要な電動弁（残留熱除去系格納容器スプレイ隔離弁）の開操作及び屋外での手動操作にて格納容器へのスプレイ流量調整に必要な手動弁（格納容器スプレイ弁）の流量調整操作により大容量送水ポンプ（タイプⅠ）</p>		

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

大飯発電所3／4号炉	高浜発電所3／4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>を用いた原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。</p> <p>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却時に、格納容器圧力が0.540MPa [gage]まで降下した場合又はドライウェル温度が150℃以下に低下した場合、中央制御室からの遠隔操作により格納容器冷却を停止する。</p> <p>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却（間欠運転）を確認するために必要な計装設備は、ドライウェル圧力、ドライウェル温度、原子炉格納容器代替スプレイ流量等である。</p> <p>j. 代替循環冷却系による溶融炉心冷却及び格納容器除熱^{※3}</p> <p>原子炉補機代替冷却水系の準備が完了した後、代替循環冷却系の運転準備を開始する。代替循環冷却系の運転準備が完了した後、原子炉補機代替冷却水系を用いた代替循環冷却系による溶融炉心冷却及び格納容器除熱を開始するとともに原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却及び原子炉格納容器下部注水系（常設）（復水移送ポンプ）による格納容器下部注水を停止する。代替循環冷却系の循環流量は、代替循環冷却ポンプ出口流量及び残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系B系格納容器冷却ライン洗浄流量）を用いて原子炉注入弁と格納容器スプレイ弁を中央制御室から遠隔操作する</p>		

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

大阪発電所3／4号炉	高浜発電所3／4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
		<p>ことで原子炉注水と格納容器スプレイに分配し、それぞれ連続で原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。</p> <p>代替循環冷却系による溶融炉心冷却を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系B系格納容器冷却ライン洗浄流量）であり、格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、代替循環冷却ポンプ出口流量、ドライウェル圧力、サブプレッションプール水温度等である。</p> <p>また、水の放射線分解により水素及び酸素が発生することから、格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。</p> <p>格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気酸素濃度等である。</p> <p>※3 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは取水機能の喪失を伴うものではないが、代替循環冷却系による除熱量の評価においては、保守的に原子炉補機代替冷却水系の設計値を用いる。</p>		

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

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

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

大阪発電所3／4号炉	高浜発電所3／4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>3.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>プラント損傷状態の選定結果については、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち、1次冷却系の圧力が高く維持される過渡事象「T**」が1次冷却系の減圧の観点から厳しい。また、ECCS又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器内へ注水されない「**D」が、高压溶融物放出時の原子炉格納容器雰囲気直接加熱の観点から厳しい。したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断がなく、格納容器スプレイ注入機能が喪失する「TED」である。</p> <p>このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。</p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故 手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 過渡事象時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 主給水流量喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故 過渡事象時に原子炉トリップに失敗し、格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 2次冷却系の破断時に補助給水機能 	<p>3.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>プラント損傷状態の選定結果については、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち、1次系の圧力が高く維持される過渡事象「T**」が1次系の減圧の観点から厳しい。「T**」のうち、最も1次冷却材圧力が高くなる全交流動力電源喪失等による加圧器逃がし弁の機能喪失は「TED」に含まれる。したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断がなく、格納容器スプレイ注入機能が喪失する「TED」である。</p> <p>このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。</p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故 手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 過渡事象時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 主給水流量喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故 過渡事象時に原子炉トリップに失敗し、格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 2次冷却系の破断時に補助給水機能 	<p>3.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、プラント損傷状態をTQUXとし、事象進展が早く炉心損傷までの時間余裕の観点で厳しい過渡事象を起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まず高压状態が維持される「過渡事象+高压注水失敗+手動減圧失敗+炉心損傷後の原子炉減圧失敗(+DCH発生)」である。</p> <p>本評価事故シーケンスは「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の格納容器破損防止対策の有効性を評価するためのシーケンスであることから、炉心損傷までは事象を進展させる前提での評価となる。このため、前提とする事故条件として、設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（ECCS等）のみならず、重大事故等対処設備による原子炉注水機能を含む全ての原子炉注水機能が使用できないものと仮定した^{※4}。また、高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生防止を確認する観点から、原子炉圧力容器破損に至る前提とした。</p> <p>※4 原子炉圧力容器破損後は、原子炉圧力容器内の冷却を考慮し、代替循環冷却系による原子炉注水を行うものとする。</p> <p>仮に炉心損傷後の原子炉注水に期待できる場合には、原子炉圧力容器が破損するまでの時間の遅れや格納容器下部への落下量の抑制等、事象進展の緩和に期待できると考えられるが、本評価の前提とする事故条件は原子炉注水による</p>	<p>7.2.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価</p> <p>(1) 有効性評価の方法</p> <p>プラント損傷状態の選定結果については、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち、1次冷却系の圧力が高く維持される過渡事象「T**」が1次冷却系の減圧の観点から厳しい。また、ECCS又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器内へ注水されない「**D」が、高压溶融物放出時の原子炉格納容器雰囲気直接加熱の観点から厳しい。したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断がなく、格納容器スプレイ注入機能が喪失する「TED」である。</p> <p>このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。</p> <ul style="list-style-type: none"> 外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故 手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 過渡事象時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 主給水流量喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故 過渡事象時に原子炉トリップに失敗し、格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 2次冷却系の破断時に補助給水機能 	<p>【女川】 記載方針の相違 ・PWRは初めに厳しいプラント損傷状態を選定し、その後、選定されたプラント損傷状態の中から評価事故シーケンスを選定する過程を記載</p> <p>【高浜】 記載方針の相違</p>