

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>3.1.2.4 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ィ(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ィについては、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20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35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ィポンプによる代替格納容器スプレィ（140m³/h）については、燃料取替用水ピットを</p>	<p>【大阪 高圧】 体制の相違 ・要員体制の差異</p> <p>【大阪 高圧】 記載表現の相違（女川2号炉の反応・女川2号炉心損傷防止の記載に合わせた） 【大阪 高圧】 設備の相違 ・泊ボンプグループ評価のためインプラントでの評価である大阪 高浜とは評価条件が異なる（伊方 女川と同様）</p> <p>【高圧】 記載箇所の相違</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>とし、水量1,860m³の使用が可能であることから、事象発生約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、事象発生約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>【大飯 高圧】 設計の相違 【大飯 高圧】 設計の相違 ・差異理由が前述とおりホームページ参照</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1)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1)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1)による復水貯蔵タンク</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>【大飯 高圧】 設計の相違 ・泊3号機のみを使用する</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油その合計油量のうち、使用可能量（420kℓ）にて供給可能で</p>	<p>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1）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1）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1）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1）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 高河】 設計の相違 ・泊の代替格納容器スプレイポンプは代替非常用発電機から受電可能であるため、専用の電源車を用いない</p> <p>【大飯 高河】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯 高河】 設計の相違 ・設備構成の相違</p> <p>【大飯 高河】 評価方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯 高河】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大飯 高河】 設計の相違 ・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1)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、必要負荷に対しての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、必要負荷に対しての電源供給</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、必要負荷に対しての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、必要負荷に対しての電源供給</p>	<p>【大飯 高浜】 設備の相違 ・消滅給印のみを使用する</p> <p>【大飯 高浜】 設備の相違 【大飯 高浜】 記載方針の相違(女川以降の反映) 【大飯 高浜】 記載方針の相違(女川以降の反映)</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 3.1.2.11)</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>・緊急時の評価結果 に於いても記載</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>3.1.2.5 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>【大阪 高浜】 記載表現の相違（女川設備の反映）</p> <p>【大阪 高浜】 記載表現の相違（女川設備の反映）</p> <p>【大阪 高浜】 設備の相違 ・差異理由詳細の とおり（ページ参照）</p> <p>【大阪 高浜】 設備の相違 ・差異理由詳細の</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（ページ参照）</p> <p>【大飯 高浜】 記載表現の相違（女川 高浜の反映）</p> <p>【大飯 高浜】 記載表現の相違（女川 高浜の反映）</p> <p>【大飯 高浜】 記載表現の相違（女川 高浜の反映）</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C、D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>【大阪 高岡】 記載方針の相違 ・泊では本文内で重複する表現のため記載してない（伊川と同様） 【大阪 高岡】 設置の相違 ・差異理由の補足のとおり（3ページ参照） 【大阪 高岡】 記載表現の相違（女川以降の反映）</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

第 3.1.2.1 表 「炉内気圧力・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（3/5）

手続	重要設備	重要設備等対策	許容範囲
1. 炉心保護の原則			1. 炉心燃料温度超過保護（広域） 2. 炉心燃料温度超過保護（広域） 3. 炉心燃料温度超過保護（広域） 4. 炉心燃料温度超過保護（広域） 5. 炉心燃料温度超過保護（広域）
2. 炉心保護の原則			
3. 炉心保護の原則			

第 3.1.2.1 表 「炉内気圧力・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（3/5）

手続	重要設備	重要設備等対策	許容範囲
1. 炉心保護の原則			
2. 炉心保護の原則			
3. 炉心保護の原則			

第 7.2.1.2.1 表 「炉内気圧力・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（3/5）

手続	重要設備	重要設備等対策	許容範囲
1. 炉心保護の原則			
2. 炉心保護の原則			
3. 炉心保護の原則			

第 7.2.1.2.1 表 「炉内気圧力・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（3/5）

手続	重要設備	重要設備等対策	許容範囲
1. 炉心保護の原則			
2. 炉心保護の原則			
3. 炉心保護の原則			

相違理由

【大飯、高岡
 名称等の相違
 ・設備仕様等の差
 異により「手順
 「重大事故等対
 処設備」の記載、
 名称が異なる

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

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>第 3.1.2.1 表 「零閉気圧力・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（4/5）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>判断及び操作</th> <th>手順</th> <th>重大事故等対策</th> <th>対策設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 1次高圧蒸気発生機</td> <td>・炉心過熱監視機、補助給水系の機能喪失により、1次高圧炉内圧力が2.0MPa(約19.6気圧)以上であれば、蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。</td> <td>蒸気発生機出力を段階的に減少させる。</td> <td>1次高圧炉内圧力</td> </tr> <tr> <td>2. 代償格納容器システム</td> <td>・格納容器システムは、補助給水系の機能喪失している場合は、蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。</td> <td>蒸気発生機出力を段階的に減少させる。</td> <td>格納容器システム</td> </tr> </tbody> </table>	判断及び操作	手順	重大事故等対策	対策設備	1. 1次高圧蒸気発生機	・炉心過熱監視機、補助給水系の機能喪失により、1次高圧炉内圧力が2.0MPa(約19.6気圧)以上であれば、蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。	蒸気発生機出力を段階的に減少させる。	1次高圧炉内圧力	2. 代償格納容器システム	・格納容器システムは、補助給水系の機能喪失している場合は、蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。	蒸気発生機出力を段階的に減少させる。	格納容器システム	<p>第 3.1.2.1.1 表 「零閉気圧力・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（4/5）</p> <p>【 】は有効性評価上補正しなかった重大事故等対策設備</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>判断及び操作</th> <th>手順</th> <th>重大事故等対策</th> <th>対策設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 1次高圧蒸気発生機</td> <td>・炉心過熱監視機、補助給水系の機能喪失により、1次高圧炉内圧力が2.0MPa(約19.6気圧)以上であれば、蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。</td> <td>蒸気発生機出力を段階的に減少させる。</td> <td>1次高圧炉内圧力</td> </tr> <tr> <td>2. 代償格納容器システム</td> <td>・格納容器システムは、補助給水系の機能喪失している場合は、蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。</td> <td>蒸気発生機出力を段階的に減少させる。</td> <td>格納容器システム</td> </tr> </tbody> </table>	判断及び操作	手順	重大事故等対策	対策設備	1. 1次高圧蒸気発生機	・炉心過熱監視機、補助給水系の機能喪失により、1次高圧炉内圧力が2.0MPa(約19.6気圧)以上であれば、蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。	蒸気発生機出力を段階的に減少させる。	1次高圧炉内圧力	2. 代償格納容器システム	・格納容器システムは、補助給水系の機能喪失している場合は、蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。	蒸気発生機出力を段階的に減少させる。	格納容器システム	<p>【 】は有効性評価上補正しなかった重大事故等対策設備</p>	<p>第 7.2.1.2.1 表 「零閉気圧力・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（4/5）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>判断及び操作</th> <th>手順</th> <th>重大事故等対策</th> <th>対策設備</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1. 1次高圧蒸気発生機</td> <td>・炉心過熱監視機、補助給水系の機能喪失により、1次高圧炉内圧力が2.0MPa(約19.6気圧)以上であれば、蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。</td> <td>蒸気発生機出力を段階的に減少させる。</td> <td>1次高圧炉内圧力</td> </tr> <tr> <td>2. 代償格納容器システム</td> <td>・格納容器システムは、補助給水系の機能喪失している場合は、蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。</td> <td>蒸気発生機出力を段階的に減少させる。</td> <td>格納容器システム</td> </tr> </tbody> </table>	判断及び操作	手順	重大事故等対策	対策設備	1. 1次高圧蒸気発生機	・炉心過熱監視機、補助給水系の機能喪失により、1次高圧炉内圧力が2.0MPa(約19.6気圧)以上であれば、蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。	蒸気発生機出力を段階的に減少させる。	1次高圧炉内圧力	2. 代償格納容器システム	・格納容器システムは、補助給水系の機能喪失している場合は、蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。	蒸気発生機出力を段階的に減少させる。	格納容器システム	<p>【大飯、高浜】 名称等の相違 ・設備仕様等の差異により「手順」 「重大事故等対策設備」の記載、 名称が異なる</p>
判断及び操作	手順	重大事故等対策	対策設備																																					
1. 1次高圧蒸気発生機	・炉心過熱監視機、補助給水系の機能喪失により、1次高圧炉内圧力が2.0MPa(約19.6気圧)以上であれば、蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。	蒸気発生機出力を段階的に減少させる。	1次高圧炉内圧力																																					
2. 代償格納容器システム	・格納容器システムは、補助給水系の機能喪失している場合は、蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。	蒸気発生機出力を段階的に減少させる。	格納容器システム																																					
判断及び操作	手順	重大事故等対策	対策設備																																					
1. 1次高圧蒸気発生機	・炉心過熱監視機、補助給水系の機能喪失により、1次高圧炉内圧力が2.0MPa(約19.6気圧)以上であれば、蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。	蒸気発生機出力を段階的に減少させる。	1次高圧炉内圧力																																					
2. 代償格納容器システム	・格納容器システムは、補助給水系の機能喪失している場合は、蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。	蒸気発生機出力を段階的に減少させる。	格納容器システム																																					
判断及び操作	手順	重大事故等対策	対策設備																																					
1. 1次高圧蒸気発生機	・炉心過熱監視機、補助給水系の機能喪失により、1次高圧炉内圧力が2.0MPa(約19.6気圧)以上であれば、蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。	蒸気発生機出力を段階的に減少させる。	1次高圧炉内圧力																																					
2. 代償格納容器システム	・格納容器システムは、補助給水系の機能喪失している場合は、蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。蒸気発生機出力を段階的に減少させる。	蒸気発生機出力を段階的に減少させる。	格納容器システム																																					

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）

大飯発電所3/4号炉			
判断及び操作	手順	重大事故等対応設備	
		常設設備	計装設備
<p>h. アニウラム空気浄化系及び中央制御室非常用備系</p> <p>・ 全交流動力電源喪失時、アニウラム空気浄化系及び中央制御室非常用備系は、現場でアニウラム空気浄化系タンクの代用空気（置換ポンプ供給）供給を行い、アニウラム空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業機保護のため、現場で中央制御室非常用備系を起動する。</p>	<p>・ 全交流動力電源喪失時、アニウラム空気浄化系及び中央制御室非常用備系は、現場でアニウラム空気浄化系タンクの代用空気（置換ポンプ供給）供給を行い、アニウラム空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業機保護のため、現場で中央制御室非常用備系を起動する。</p>	<p>アニウラム空気浄化ファン アニウラム空気浄化ファン アニウラム空気浄化ファン 中央制御室置換ファン 中央制御室置換ファン 置換ファン 置換ファン 置換ファン</p>	<p>置換ポンプ（代替制御用空気供給用）</p>
<p>o. 格納容器内自然冷却</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し、格納容器内自然冷却を行う。 ・ 全交流動力電源喪失等の場合は、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冷水通水により、格納容器内自然冷却を行う。</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し、格納容器内自然冷却を行う。 ・ 全交流動力電源喪失等の場合は、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冷水通水により、格納容器内自然冷却を行う。</p>	<p>A、D格納容器再循環ユニット 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ</p>	<p>格納容器内温度 格納容器内圧力（広域） AM用格納容器圧力 可搬型再循環ユニット入口温度/出口温度（SA上用）</p>

【1】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備

高浜発電所3/4号炉			
判断及び操作	手順	重大事故等対応設備	
		常設設備	計装設備
<p>h. アニウラム空気浄化系及び中央制御室非常用備系</p> <p>・ 全交流動力電源喪失時、アニウラム空気浄化系及び中央制御室非常用備系は、現場でアニウラム空気浄化系タンクの代用空気（置換ポンプ供給）供給を行い、アニウラム空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業機保護のため、現場で中央制御室非常用備系を起動する。</p>	<p>・ 全交流動力電源喪失時、アニウラム空気浄化系及び中央制御室非常用備系は、現場でアニウラム空気浄化系タンクの代用空気（置換ポンプ供給）供給を行い、アニウラム空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業機保護のため、現場で中央制御室非常用備系を起動する。</p>	<p>アニウラム空気浄化ファン アニウラム空気浄化ファン アニウラム空気浄化ファン 中央制御室置換ファン 中央制御室置換ファン 置換ファン 置換ファン 置換ファン</p>	<p>置換ポンプ（アニウラム空気供給用） 置換ポンプ（アニウラム空気供給用） 置換ポンプ（アニウラム空気供給用） 置換ポンプ（アニウラム空気供給用） 置換ポンプ（アニウラム空気供給用） 置換ポンプ（アニウラム空気供給用） 置換ポンプ（アニウラム空気供給用）</p>
<p>o. 格納容器内自然冷却</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し、格納容器内自然冷却を行う。 ・ 全交流動力電源喪失等の場合は、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冷水通水により、格納容器内自然冷却を行う。</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し、格納容器内自然冷却を行う。 ・ 全交流動力電源喪失等の場合は、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冷水通水により、格納容器内自然冷却を行う。</p>	<p>A、B格納容器再循環ユニット 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ</p>	<p>格納容器内温度 格納容器内圧力（広域） 可搬型再循環ユニット入口温度/出口温度（SA上用）</p>

【1】は有効性評価上期待しない重大事故等対応設備

女川原子力発電所2号炉			
判断及び操作	手順	重大事故等対応設備	
		常設設備	計装設備
<p>h. アニウラム空気浄化系及び中央制御室非常用備系</p> <p>・ 全交流動力電源喪失時、アニウラム空気浄化系及び中央制御室非常用備系は、現場でアニウラム空気浄化系タンクの代用空気（置換ポンプ供給）供給を行い、アニウラム空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業機保護のため、現場で中央制御室非常用備系を起動する。</p>	<p>・ 全交流動力電源喪失時、アニウラム空気浄化系及び中央制御室非常用備系は、現場でアニウラム空気浄化系タンクの代用空気（置換ポンプ供給）供給を行い、アニウラム空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業機保護のため、現場で中央制御室非常用備系を起動する。</p>	<p>アニウラム空気浄化ファン アニウラム空気浄化ファン アニウラム空気浄化ファン 中央制御室置換ファン 中央制御室置換ファン 置換ファン 置換ファン 置換ファン</p>	<p>置換ポンプ（アニウラム空気供給用） 置換ポンプ（アニウラム空気供給用） 置換ポンプ（アニウラム空気供給用） 置換ポンプ（アニウラム空気供給用） 置換ポンプ（アニウラム空気供給用） 置換ポンプ（アニウラム空気供給用） 置換ポンプ（アニウラム空気供給用）</p>
<p>o. 格納容器内自然冷却</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し、格納容器内自然冷却を行う。 ・ 全交流動力電源喪失等の場合は、大容量ポンプを用いたC、D格納容器再循環ユニットへの冷水通水により、格納容器内自然冷却を行う。</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し、格納容器内自然冷却を行う。 ・ 全交流動力電源喪失等の場合は、大容量ポンプを用いたC、D格納容器再循環ユニットへの冷水通水により、格納容器内自然冷却を行う。</p>	<p>C、D格納容器再循環ユニット 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ</p>	<p>格納容器内温度 格納容器内圧力（広域） 可搬型再循環ユニット入口温度/出口温度（SA上用）</p>

泊発電所3号炉			
判断及び操作	手順	重大事故等対応設備	
		常設設備	計装設備
<p>h. アニウラム空気浄化系及び中央制御室非常用備系</p> <p>・ 全交流動力電源喪失時、アニウラム空気浄化系及び中央制御室非常用備系は、現場でアニウラム空気浄化系タンクの代用空気（置換ポンプ供給）供給を行い、アニウラム空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業機保護のため、現場で中央制御室非常用備系を起動する。</p>	<p>・ 全交流動力電源喪失時、アニウラム空気浄化系及び中央制御室非常用備系は、現場でアニウラム空気浄化系タンクの代用空気（置換ポンプ供給）供給を行い、アニウラム空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業機保護のため、現場で中央制御室非常用備系を起動する。</p>	<p>アニウラム空気浄化ファン アニウラム空気浄化ファン アニウラム空気浄化ファン 中央制御室置換ファン 中央制御室置換ファン 置換ファン 置換ファン 置換ファン</p>	<p>置換ポンプ（アニウラム空気供給用） 置換ポンプ（アニウラム空気供給用） 置換ポンプ（アニウラム空気供給用） 置換ポンプ（アニウラム空気供給用） 置換ポンプ（アニウラム空気供給用） 置換ポンプ（アニウラム空気供給用） 置換ポンプ（アニウラム空気供給用）</p>
<p>o. 格納容器内自然冷却</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し、格納容器内自然冷却を行う。 ・ 全交流動力電源喪失等の場合は、大容量ポンプを用いたC、D格納容器再循環ユニットへの冷水通水により、格納容器内自然冷却を行う。</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し、格納容器内自然冷却を行う。 ・ 全交流動力電源喪失等の場合は、大容量ポンプを用いたC、D格納容器再循環ユニットへの冷水通水により、格納容器内自然冷却を行う。</p>	<p>C、D格納容器再循環ユニット 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ 格納容器再循環ポンプ</p>	<p>格納容器内温度 格納容器内圧力（広域） 可搬型再循環ユニット入口温度/出口温度（SA上用）</p>

*：既許可の対象となっている設備を重大事故等対応設備に位置付けるもの

相違理由
<p>【大飯、高詞 名称等の相違 ・設備仕様等の差異により「手順 「重大事故等対応設備」の記載、 名称が異なる</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）

7.2.1.2 格納容器過温破損

大飯発電所3/4号炉

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	MAAP	
炉心熱出力 (初期)	100% (3.411MW) ×1.02	評価範囲を拡大する上では、定常運転を考慮した上限値として見込まれるという仮定で、過熱度が大きくなり、炉心冷却の能力を低下させるように、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却炉圧力が低いと炉心冷却能力へのエネルギー一掃効果が大きくなり、炉心冷却能力の低下を考慮した上限値として設定。また、炉心冷却能力の低下を考慮した上限値として設定。また、炉心冷却能力の低下を考慮した上限値として設定。
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-1:日本原子力学会推薦 ORIGEN2 (サイクル本機を想定)	
最高炉内温度 2次側炉内温度 (初期)	50t (1基当たり)	
炉心冷却容量 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	

高浜発電所3/4号炉

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	MAAP	
炉心熱出力 (初期)	100% 2,465.5(MW) ×1.02	本評価範囲を拡大する上では、定常運転を考慮した上限値として見込まれるという仮定で、過熱度が大きくなり、炉心冷却の能力を低下させるように、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却炉圧力が低いと炉心冷却能力へのエネルギー一掃効果が大きくなり、炉心冷却能力の低下を考慮した上限値として設定。また、炉心冷却能力の低下を考慮した上限値として設定。
1次冷却炉圧力 (初期)	15.4+0.21MPa(gage)	
1次冷却炉平均温度 (初期)	302.3+2.2℃	
炉心熱源熱	F-P:日本原子力学会推薦 ORIGEN2 (サイクル本機を想定)	
最高炉内温度 2次側炉内温度 (初期)	48t (1基当たり)	
炉心冷却容量 自由体積	67,400m ³	
ヒートシンク	標準値として設計値より小さい値を設定。	

女川原子力発電所2号炉

第3.1.2.2表 主要解析条件 (常圧気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温・過温破損) (代替格納冷却系を使用する場合) (1/2))

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
炉心熱出力 (初期)	100% (2,652MW) ×1.02	本評価範囲を拡大する上では、定常運転を考慮した上限値として見込まれるという仮定で、過熱度が大きくなり、炉心冷却の能力を低下させるように、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却炉圧力が低いと炉心冷却能力へのエネルギー一掃効果が大きくなり、炉心冷却能力の低下を考慮した上限値として設定。また、炉心冷却能力の低下を考慮した上限値として設定。
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	ORIGEN2 (サイクル本機を想定)	
最高炉内温度 2次側炉内温度 (初期)	50t (1基当たり)	
炉心冷却容量 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	

第7.2.1.2.2表 「常圧気圧力・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する事故) (1/3)

項目	主要解析条件	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	本評価範囲を拡大する上では、定常運転を考慮した上限値として見込まれるという仮定で、過熱度が大きくなり、炉心冷却の能力を低下させるように、定常運転を考慮した上限値として設定。1次冷却炉圧力が低いと炉心冷却能力へのエネルギー一掃効果が大きくなり、炉心冷却能力の低下を考慮した上限値として設定。また、炉心冷却能力の低下を考慮した上限値として設定。
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	ORIGEN2 (サイクル本機を想定)	
最高炉内温度 2次側炉内温度 (初期)	50t (1基当たり)	
炉心冷却容量 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
 ・注は個別箇所であり、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喪失を設定。代替格納容器スプレイレイン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、外部電源なしを想定。
水蒸の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水蒸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、水蒸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蒸発生量は少なく、影響が軽微であることから考慮していない。

第 3.1.2.2.1 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系統喪失 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系統及び補助給水機能の喪失を設定。代替格納容器スプレイレイン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、外部電源なしを想定。
水蒸の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水蒸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、水蒸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蒸発生量は少なく、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・過温破損）（代替格納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
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、外部電源なしを想定。
水蒸の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水蒸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、水蒸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蒸発生量は少なく、影響が軽微であることから考慮していない。

第 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 0.2m 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、外部電源なしを想定。
水蒸の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	水蒸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、水蒸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蒸発生量は少なく、影響が軽微であることから考慮していない。

相違理由

【大飯、高浜】
 設計の相違
 ・注は個別箇所であり、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 「空閑気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の主要解除条件
 (外部電源喪失時に非常用所内交流電圧が喪失し、補助給水機能が喪失する事故) (3/3)

項目	主要解除条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	1 炉内燃料ポンプ回転数低 (定常運転時の60%) (定常運転時60秒)	トリップ判定後に停炉時間を考慮した低い値としてトリップ判定時間を設定。輸出遅れ、停炉後復旧時間等を考慮して必要時間を設定。
減圧タンク保持圧力	4.0MPa(1段階) 1.最低保持圧力	炉心への注水のタイムラグを短くし、炉心温度のタイムラグを早める観点から最低保持圧力を設定。
減圧タンク保有水量	20.0m ³ (1.5相当量) 600m ³ (4.0相当量)	減圧タンク保有水量を確保。
加圧器過剰し弁	136m ³ /h	加圧器過剰し弁の設計量を設定。
代替炉内冷却システムによる格納容器内圧力上昇	1 相当量りの格納容器内圧力 140℃～約140℃ 約4.1MPa～約11.3MPa	設計値より小さい値を設定。
加圧器過剰し弁開	炉心温度超過の10分後	運転員等操作時間を考慮して設定。
代替炉内冷却システムによる格納容器内圧力上昇	格納容器内圧力超過の30分後 1 炉心温度超過の10分後 2 相当量りの格納容器内圧力超過 約1.0MPa～約8.1MPa	運転員等操作時間を考慮して設定。
格納容器内圧力上昇による格納容器内圧力超過	炉心温度超過の10分後 1 相当量りの格納容器内圧力超過 約1.0MPa～約8.1MPa	運転員等操作時間を考慮して設定。
格納容器内圧力超過	炉心温度超過の10分後 1 相当量りの格納容器内圧力超過 約1.0MPa～約8.1MPa	運転員等操作時間を考慮して設定。

第3.1.2.2.1表 「空閑気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の主要解除条件
 (外部電源喪失時に非常用所内交流電圧が喪失し、補助給水機能が喪失する事故) (3/3)

項目	主要解除条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	1 炉内燃料ポンプ回転数低 (定常運転時の60%) (定常運転時60秒)	トリップ判定後に停炉時間を考慮した低い値としてトリップ判定時間を設定。輸出遅れ、停炉後復旧時間等を考慮して必要時間を設定。
減圧タンク保持圧力	4.0MPa(1段階) 1.最低保持圧力	炉心への注水のタイムラグを短くし、炉心温度のタイムラグを早める観点から最低保持圧力を設定。
減圧タンク保有水量	20.0m ³ (1.5相当量) 600m ³ (4.0相当量)	減圧タンク保有水量を確保。
加圧器過剰し弁	136m ³ /h	加圧器過剰し弁の設計量を設定。
代替炉内冷却システムによる格納容器内圧力上昇	1 相当量りの格納容器内圧力 140℃～約140℃ 約4.1MPa～約11.3MPa	設計値より小さい値を設定。
加圧器過剰し弁開	炉心温度超過の10分後	運転員等操作時間を考慮して設定。
代替炉内冷却システムによる格納容器内圧力上昇	格納容器内圧力超過の30分後 1 炉心温度超過の10分後 2 相当量りの格納容器内圧力超過 約1.0MPa～約8.1MPa	運転員等操作時間を考慮して設定。
格納容器内圧力上昇による格納容器内圧力超過	炉心温度超過の10分後 1 相当量りの格納容器内圧力超過 約1.0MPa～約8.1MPa	運転員等操作時間を考慮して設定。
格納容器内圧力超過	炉心温度超過の10分後 1 相当量りの格納容器内圧力超過 約1.0MPa～約8.1MPa	運転員等操作時間を考慮して設定。

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

項目	主要解除条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	1 炉内燃料ポンプ回転数低 (定常運転時の60%) (定常運転時60秒)	トリップ判定後に停炉時間を考慮した低い値としてトリップ判定時間を設定。輸出遅れ、停炉後復旧時間等を考慮して必要時間を設定。
減圧タンク保持圧力	4.0MPa(1段階) 1.最低保持圧力	炉心への注水のタイムラグを短くし、炉心温度のタイムラグを早める観点から最低保持圧力を設定。
減圧タンク保有水量	20.0m ³ (1.5相当量) 600m ³ (4.0相当量)	減圧タンク保有水量を確保。
加圧器過剰し弁	136m ³ /h	加圧器過剰し弁の設計量を設定。
代替炉内冷却システムによる格納容器内圧力上昇	1 相当量りの格納容器内圧力 140℃～約140℃ 約4.1MPa～約11.3MPa	設計値より小さい値を設定。
加圧器過剰し弁開	炉心温度超過の10分後	運転員等操作時間を考慮して設定。
代替炉内冷却システムによる格納容器内圧力上昇	格納容器内圧力超過の30分後 1 炉心温度超過の10分後 2 相当量りの格納容器内圧力超過 約1.0MPa～約8.1MPa	運転員等操作時間を考慮して設定。
格納容器内圧力上昇による格納容器内圧力超過	炉心温度超過の10分後 1 相当量りの格納容器内圧力超過 約1.0MPa～約8.1MPa	運転員等操作時間を考慮して設定。
格納容器内圧力超過	炉心温度超過の10分後 1 相当量りの格納容器内圧力超過 約1.0MPa～約8.1MPa	運転員等操作時間を考慮して設定。

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

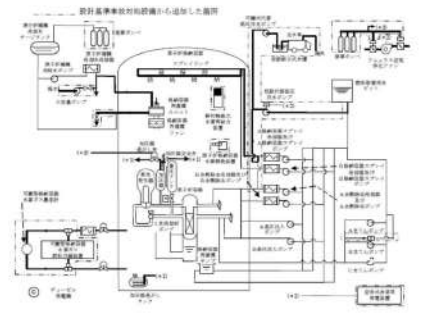
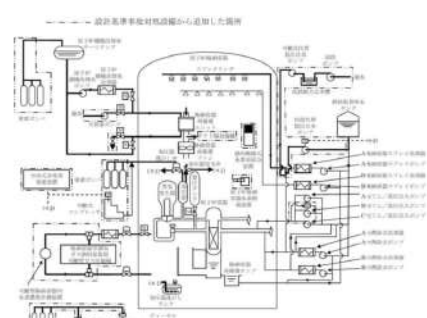
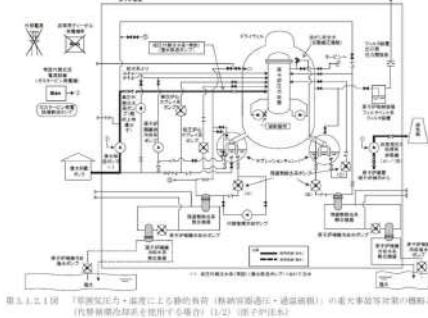
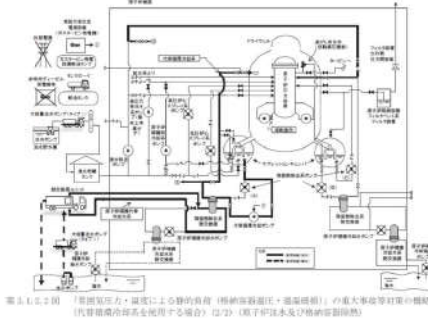
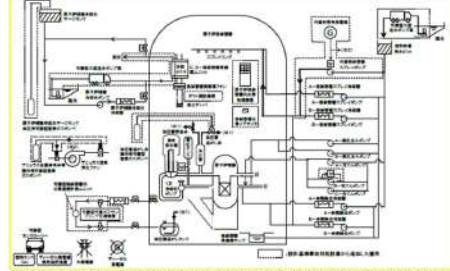
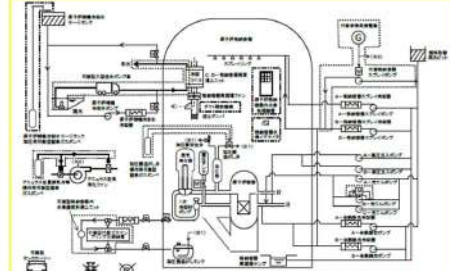
項目	主要解除条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	1 炉内燃料ポンプ回転数低 (定常運転時の60%) (定常運転時60秒)	トリップ判定後に停炉時間を考慮した低い値としてトリップ判定時間を設定。輸出遅れ、停炉後復旧時間等を考慮して必要時間を設定。
減圧タンク保持圧力	4.0MPa(1段階) 1.最低保持圧力	炉心への注水のタイムラグを短くし、炉心温度のタイムラグを早める観点から最低保持圧力を設定。
減圧タンク保有水量	20.0m ³ (1.5相当量) 600m ³ (4.0相当量)	減圧タンク保有水量を確保。
加圧器過剰し弁	136m ³ /h	加圧器過剰し弁の設計量を設定。
代替炉内冷却システムによる格納容器内圧力上昇	1 相当量りの格納容器内圧力 140℃～約140℃ 約4.1MPa～約11.3MPa	設計値より小さい値を設定。
加圧器過剰し弁開	炉心温度超過の10分後	運転員等操作時間を考慮して設定。
代替炉内冷却システムによる格納容器内圧力上昇	格納容器内圧力超過の30分後 1 炉心温度超過の10分後 2 相当量りの格納容器内圧力超過 約1.0MPa～約8.1MPa	運転員等操作時間を考慮して設定。
格納容器内圧力上昇による格納容器内圧力超過	炉心温度超過の10分後 1 相当量りの格納容器内圧力超過 約1.0MPa～約8.1MPa	運転員等操作時間を考慮して設定。
格納容器内圧力超過	炉心温度超過の10分後 1 相当量りの格納容器内圧力超過 約1.0MPa～約8.1MPa	運転員等操作時間を考慮して設定。

相違理由

【大飯、高浜】
 設計の相違
 ・注は個別解除あり、設備仕様も異なることから
 「主要解除条件」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

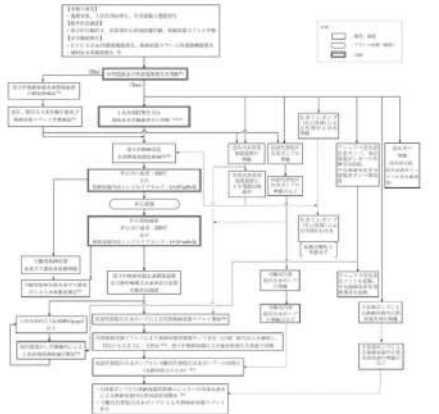
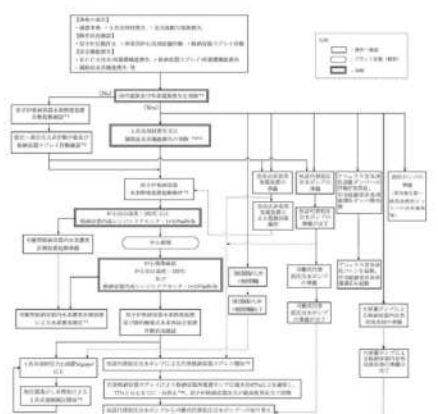
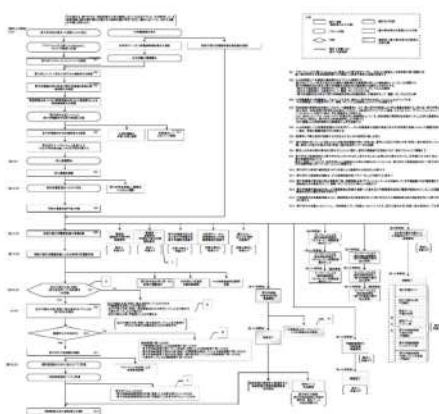
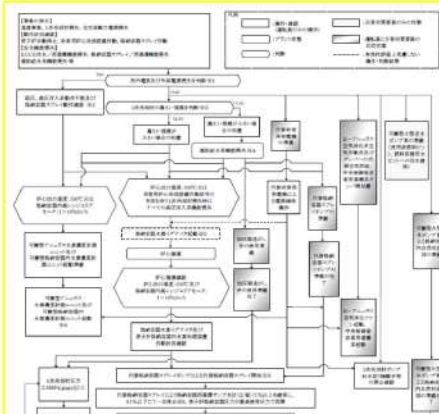
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

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>設計基準事故時格納容器中心温度の上昇</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）」の重大事故等対策の概略系統図</p>	 <p>設計基準事故時格納容器中心温度の上昇</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・過圧破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替緊急冷却系を使用する場合）(1/2)（原子力法別）</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・過圧破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替緊急冷却系を使用する場合）(2/2)（原子力法別）</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> <p>・対応手段に じた概略系統図とし、図のタイトルで識別</p> <p>・外部電源、ディーゼル発電機を 追記</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 3.1.2.2 図 格納容器破損モード「常置気圧・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「常置気圧・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「常置気圧・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「常置気圧・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</p> <p>【大阪、高浜】 設計の相違</p> <p>【大阪、高浜】 名称等の相違</p>

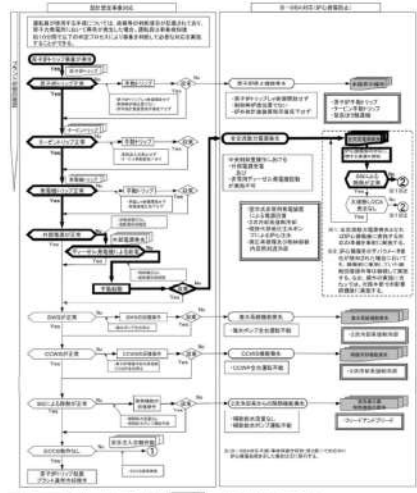
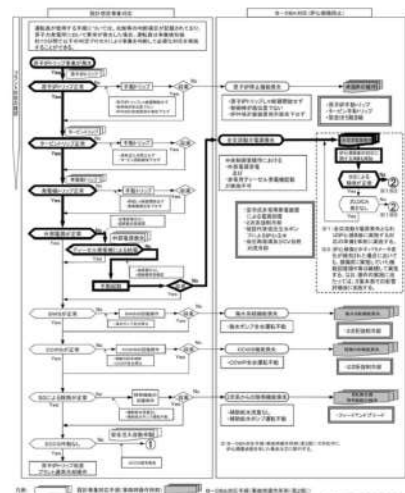

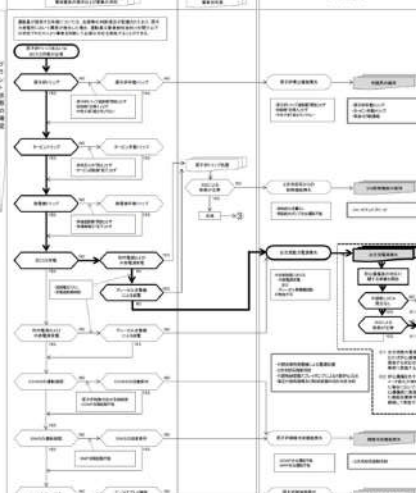
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

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 「雰囲気圧力・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 「雰囲気圧力・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 「雰囲気圧力・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 「雰囲気圧力・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>

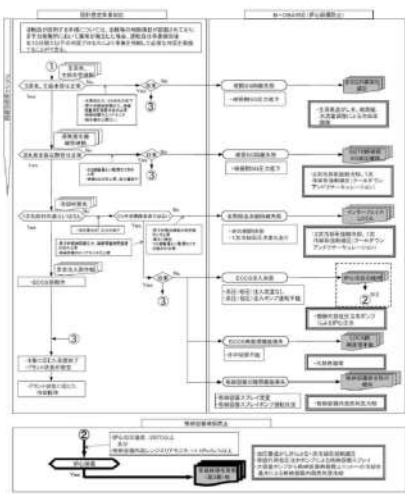
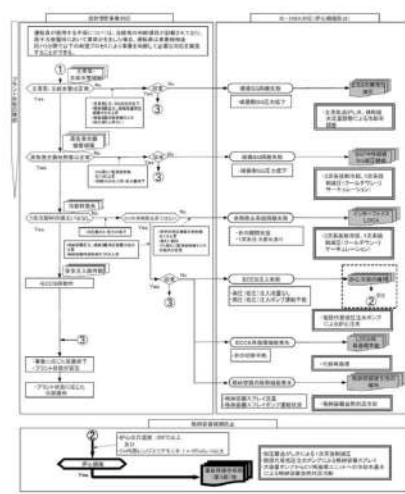

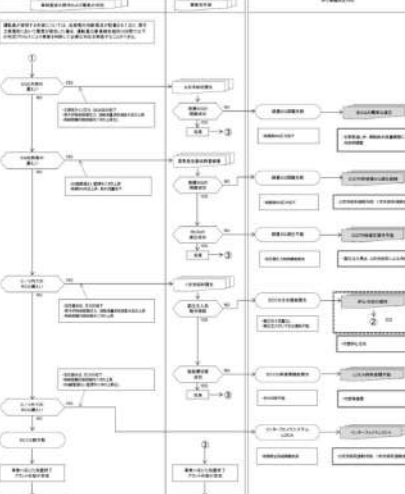
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

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>第3.1.2.4図 「零周気圧力・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3.1.2.4.1図 「零周気圧力・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7.2.1.2.4図 「零周気圧力・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7.2.1.2.4図 「零周気圧力・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>

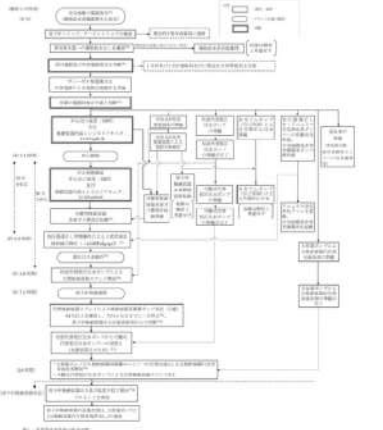
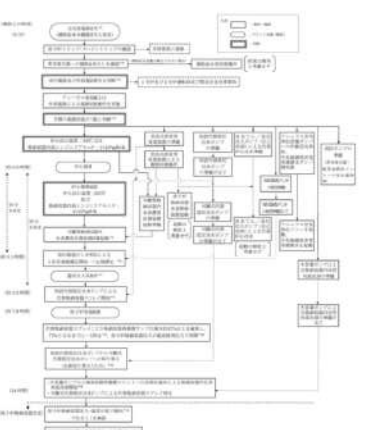

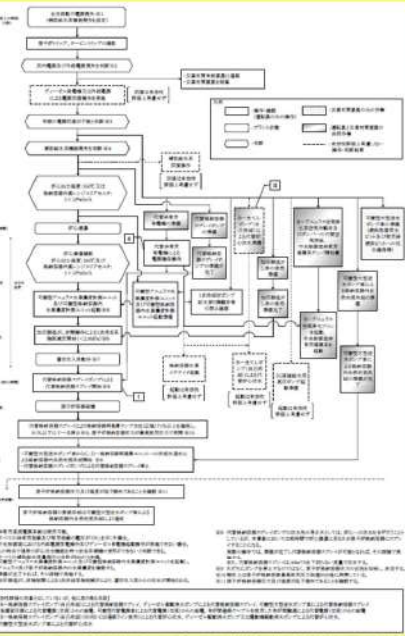
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

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3.1.2.2.1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>【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 「常圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の事象進展（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 「常圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の事象進展（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 「常圧気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の事象進展（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、ほかの項目で取り得る手段を記載 【大阪、高浜】 設計の相違 解析結果の相違 【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圧破損にて参 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 3.1.2.5 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 3.1.2.6 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>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>【大飯、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>【大飯、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>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 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>【大飯、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 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>【大飯、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>【大阪、高浜】 解析結果の相違</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) 加圧器逃がし弁</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（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(0.39MPa[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(0.39MPa[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) 加圧器逃がし弁			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（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(0.39MPa[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(0.39MPa[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="1153 486 1892 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（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) 加圧器逃がし弁</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（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) 加圧器逃がし弁			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) 加圧器逃がし弁																																																																																																																																																								
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（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(0.39MPa[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(0.39MPa[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（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) 加圧器逃がし弁																																																																																																																																																								
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>約1,000°C（上部プレナム蒸気温度が1,000°Cを超過） 約375°C（構造材表面が375°Cを超過し、原子炉容器スタッドボルト締付荷重低下による漏えいが想定される温度）</p> <p>温度 (°C)</p> <p>時間 (時)</p>	<p>約1,000°C（上部プレナム蒸気温度が1,000°Cを超過） 約400°C（構造材表面が400°Cを超過し、原子炉容器スタッドボルト締付荷重低下による漏えいが想定される温度）</p> <p>温度 (°C)</p> <p>時間 (時)</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2-1 炉心、上部プレナム及び高温側配管の流体温度</p>	
<p>約375°C（原子炉容器ふたから漏えいが開始する温度） 約350°C（高温側配管構造材温度が急激に増加）</p> <p>温度 (°C)</p> <p>時間 (時)</p>	<p>約400°C（原子炉容器蓋から漏えいが開始する温度） 約350°C（高温側配管構造材温度が急激に増加）</p> <p>温度 (°C)</p> <p>時間 (時)</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イ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イによる格納容器冷却、また、事故発生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

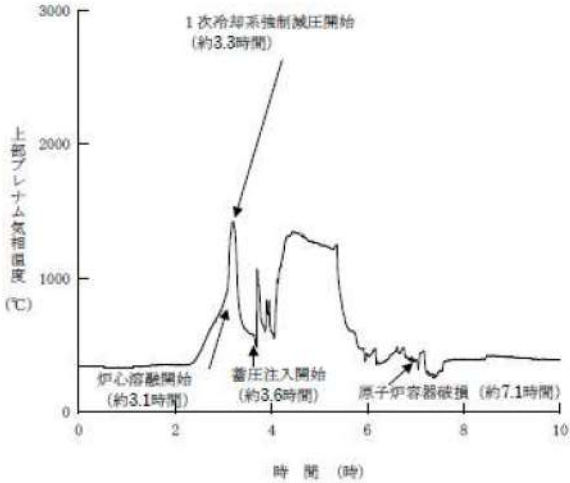
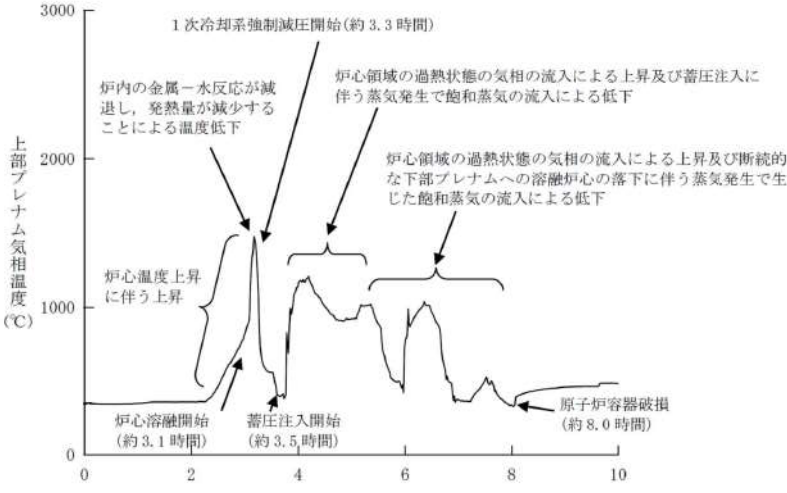
7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.2 「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」における原子炉冷却材圧力バウンダリから現実的な漏えいを想定した場合の事象進展について）

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

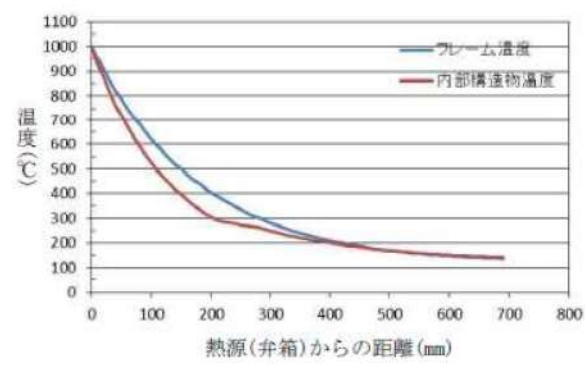
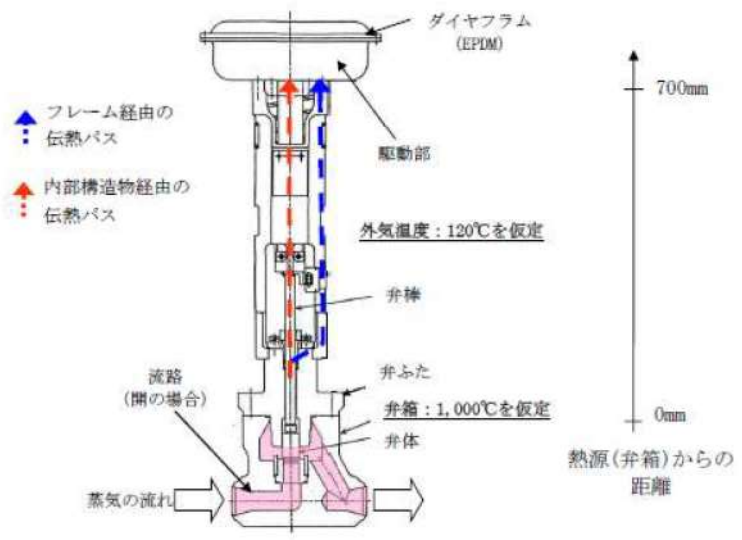
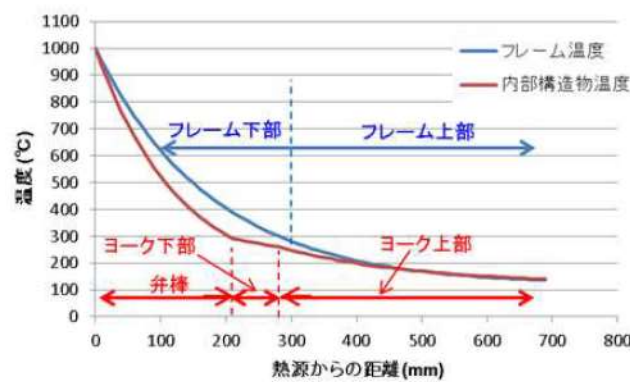
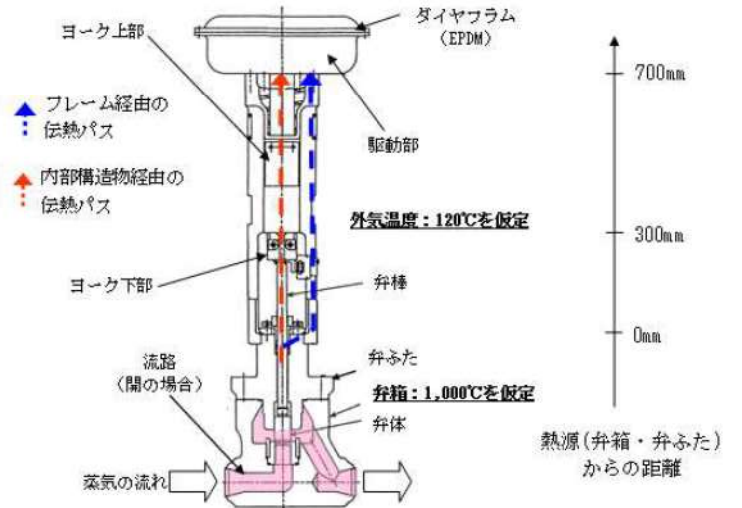
7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（添付資料 7.2.1.2.2 「全交流動力電源喪失+補助給水失敗」における原子炉冷却材圧力バウンダリから現実的な漏えいを想定した場合の事象進展について）

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="208 263 974 641"> <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="1131 223 1863 638"> <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>温度(°C)</p> <p>1100 1000 900 800 700 600 500 400 300 200 100 0</p> <p>0 100 200 300 400 500 600 700 800</p> <p>熱源(弁箱)からの距離(mm)</p> <p>— フレーム温度 — 内部構造物温度</p>  <p>ダイヤフラム (EPDM) 700mm 0mm 熱源(弁箱)からの距離</p> <p>▲ フレーム経由の伝熱パス ▲ 内部構造物経由の伝熱パス</p> <p>外気温度：120°Cを仮定 弁箱：1,000°Cを仮定</p> <p>駆動部 弁棒 弁ふた 弁体 流路(開の場合) 蒸気の流れ</p> <p>別図2 温度評価結果及び評価モデルの概念図</p>	 <p>温度(°C)</p> <p>1100 1000 900 800 700 600 500 400 300 200 100 0</p> <p>0 100 200 300 400 500 600 700 800</p> <p>熱源からの距離(mm)</p> <p>— フレーム温度 — 内部構造物温度</p> <p>フレーム下部 フレーム上部 ヨーク下部 ヨーク上部 弁棒</p>  <p>ダイヤフラム (EPDM) 700mm 300mm 0mm 熱源(弁箱・弁ふた)からの距離</p> <p>▲ フレーム経由の伝熱パス ▲ 内部構造物経由の伝熱パス</p> <p>外気温度：120°Cを仮定 弁箱：1,000°Cを仮定</p> <p>ヨーク上部 駆動部 弁棒 弁ふた 弁体 流路(開の場合) 蒸気の流れ</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 style="text-align: center;">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

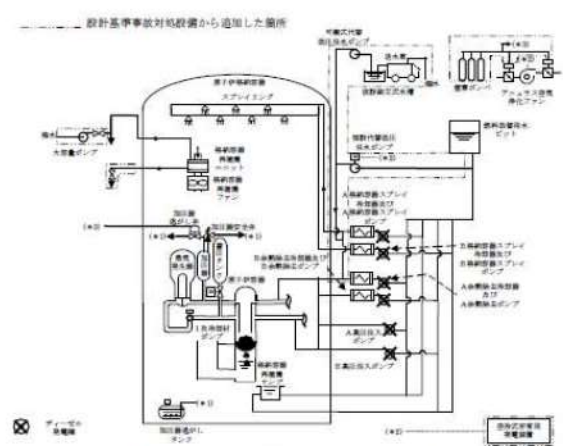
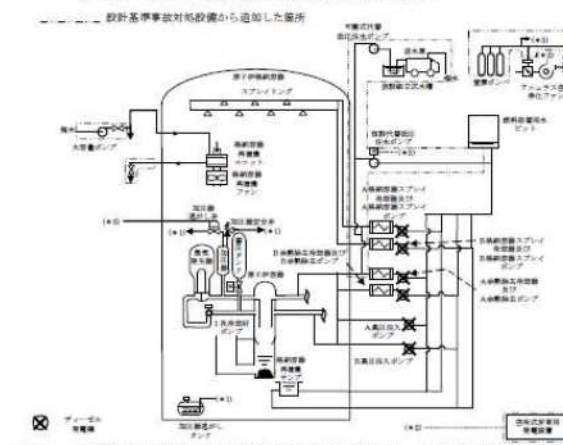
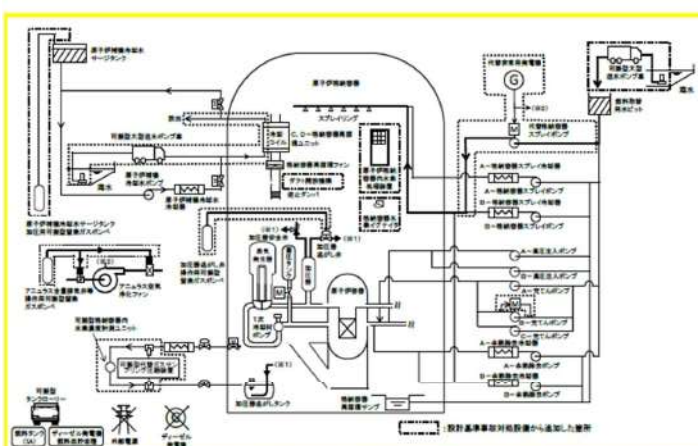
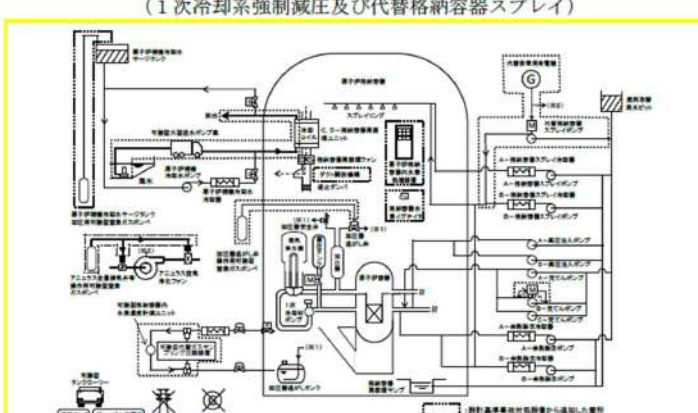
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

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>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）

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 7.2.1.2.4 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）

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 3.1.2.4</p> <p style="text-align: center;">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>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>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>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 style="text-align: center;">添3.1.2.4-1</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.1.2.4</p> <p style="text-align: center;">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>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>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>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>原子炉格納容器安定状態の確立について</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>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</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 3.1.1.5</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>原子炉安定停止状態の確立について</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>格納容器安定状態の確立について</p> <p>炉心冷却を継続し、事象発生から 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>原子炉安定状態の確立について</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>原子炉格納容器安定状態の確立について</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

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)

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 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</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>基本ケース</th> <th>感度ケース1</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>解析コード</td> <td>MAAP</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>炉心熱出力 (初期)</td> <td>100%(3,411MWt)×1.02</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材圧力 (初期)</td> <td>15.41+0.21MPa[gage]</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材平均温度 (初期)</td> <td>307.1+2.2℃</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>RCPシール部からの漏えい率 (初期)</td> <td>約4.8m³/h (1台当たり) (事象発生時からの漏えいを仮定)</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>炉心崩壊熱</td> <td>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)</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>蓄圧タンク保持圧力</td> <td>4.04MPa[gage] (最低保持圧力)</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>蓄圧タンク保有水量</td> <td>26.9m³ (1基当たり) (最低保有水量)</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>代替低圧注水ポンプによるスプレイ流量</td> <td>130m³/h</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>加圧器逃がし弁開*</td> <td>炉心溶融開始+10分 (事象発生約3.3時間後)</td> <td>炉心溶融開始+20分 (事象発生約3.4時間後)</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">代替低圧注水ポンプによるスプレイの運転条件</td> <td>開始</td> <td>炉心溶融開始+30分 (事象発生約3.6時間後)</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>一旦停止</td> <td>格納容器保有水量2,000m³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)</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>再開</td> <td>格納容器最高使用圧力到達+30分 (事象発生約18時間後)</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>停止</td> <td>事象発生約24時間後</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>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</td> <td>事象発生約24時間後</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>格納容器再循環ユニット</td> <td>2基 1基当たりの除熱特性： 100℃～約168℃、 約4.1MW～約11.2MW</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">水素の発生</td> <td>ジルコニウム-水反応</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>水の放射線分解</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器自由体積</td> <td>72,900m³</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>蓄圧タンク注入*</td> <td>事象発生約3.6時間後</td> <td>事象発生約3.8時間後</td> </tr> <tr> <td>原子炉容器破損*</td> <td>事象発生約7.1時間後</td> <td>事象発生約6.7時間後</td> </tr> </tbody> </table>			項目	基本ケース	感度ケース1		解析コード	MAAP	←	炉心熱出力 (初期)	100%(3,411MWt)×1.02	←	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℃	←	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)	←	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)	←	蓄圧タンク保有水量	26.9m 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	←	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)	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)	←	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)	←	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)	←	停止	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	事象発生約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	←	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	72,900m ³	←	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*	事象発生約7.1時間後	事象発生約6.7時間後	<p>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</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>基本ケース</th> <th>感度ケース1</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>解析コード</td> <td>MAAP</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>炉心熱出力 (初期)</td> <td>100% (2,652MWt) ×1.02</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材圧力 (初期)</td> <td>15.41+0.21MPa [gage]</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>1次冷却材平均温度 (初期)</td> <td>306.6+2.2℃</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>RCPからの漏えい率 (初期)</td> <td>約1.5 m³/h (1台当たり) (事象発生時からの漏えいを仮定)</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>炉心崩壊熱</td> <td>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)</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>蓄圧タンク保持圧力</td> <td>4.04MPa [gage] (最低保持圧力)</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>蓄圧タンク保有水量</td> <td>29.0m³ (1基当たり) (最低保有水量)</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>代替格納容器スプレイポンプによるスプレイ流量</td> <td>140m³/h</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>加圧器逃がし弁開*</td> <td>炉心溶融開始から10分後 (事象発生から約3.3時間後)</td> <td>炉心溶融開始から20分後 (事象発生から約3.4時間後)</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">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</td> <td>開始</td> <td>炉心溶融開始から30分後 (事象発生から約3.6時間後)</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>一旦停止</td> <td>格納容器保有水量2,270m³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)</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>再開</td> <td>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)</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>停止</td> <td>事象発生から24時間後</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>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</td> <td>事象発生から24時間後</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>格納容器再循環ユニット</td> <td>2基 1基当たりの除熱特性 (100℃～約155℃、約3.6MW～約6.5MW)</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>水素の発生</td> <td>ジルコニウム-水反応</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>原子炉格納容器自由体積</td> <td>65,500m³</td> <td>←</td> </tr> <tr> <td>蓄圧注入開始*</td> <td>事象発生から約3.5時間後</td> <td>事象発生から約3.7時間後</td> </tr> <tr> <td>原子炉容器破損*</td> <td>事象発生から約8.0時間後</td> <td>事象発生から約7.5時間後</td> </tr> </tbody> </table>			項目	基本ケース	感度ケース1	解析コード	MAAP	←	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次冷却材平均温度 (初期)	306.6+2.2℃	←	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)	←	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	29.0m ³ (1基当たり) (最低保有水量)	←	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2,270m 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 (事象発生から約18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155℃、約3.6MW～約6.5MW)	←	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	65,500m 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	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
項目	基本ケース	感度ケース1																																																																																																																																						
解析コード	MAAP	←																																																																																																																																						
炉心熱出力 (初期)	100%(3,411MWt)×1.02	←																																																																																																																																						
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℃	←																																																																																																																																						
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)	←																																																																																																																																						
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)	←																																																																																																																																						
蓄圧タンク保有水量	26.9m 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	←																																																																																																																																						
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)																																																																																																																																						
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)	←																																																																																																																																					
	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)	←																																																																																																																																					
	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)	←																																																																																																																																					
	停止	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	事象発生約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	←																																																																																																																																						
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	72,900m ³	←																																																																																																																																						
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*	事象発生約7.1時間後	事象発生約6.7時間後																																																																																																																																						
項目	基本ケース	感度ケース1																																																																																																																																						
解析コード	MAAP	←																																																																																																																																						
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次冷却材平均温度 (初期)	306.6+2.2℃	←																																																																																																																																						
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)	←																																																																																																																																						
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	29.0m ³ (1基当たり) (最低保有水量)	←																																																																																																																																						
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2,270m 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 (事象発生から約18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155℃、約3.6MW～約6.5MW)	←																																																																																																																																						
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	65,500m 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																																																																																																																																						
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																																																																																																																																						
<p>*：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</p>			<p>*：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</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>	

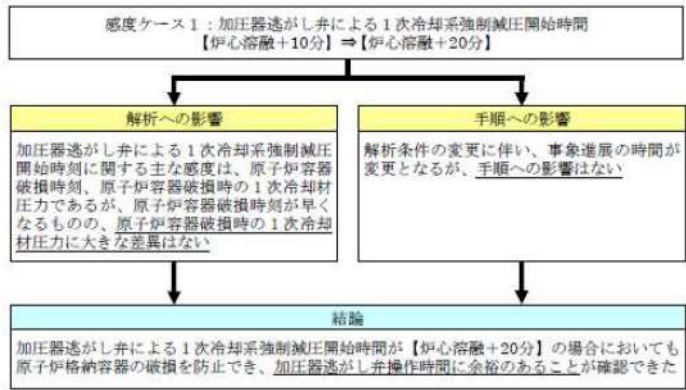
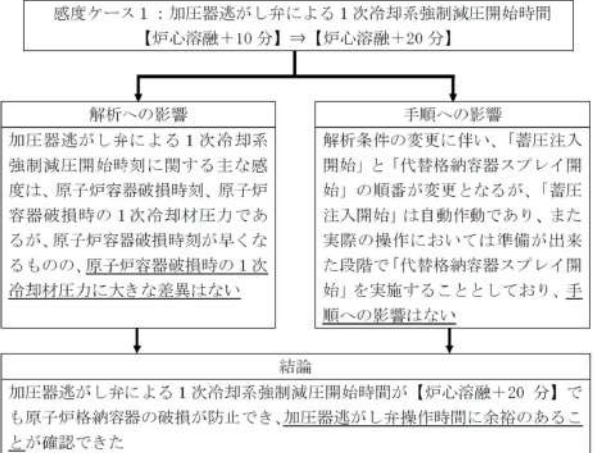
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

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>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）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
 <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>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) \times 1.02	←	炉心熱出力（初期）	100% (2,652MW) \times 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°C	←	1次冷却材平均温度（初期）	306.6+2.2°C	←	
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°C～約168°C、 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°C～約155°C、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>加圧器逃がし弁タンクサブチャージ動作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) 蓄圧注入開始 (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 [gauge] 2.0MPa [gauge]</p> <p>時間 (時)</p>	<p>加圧器逃がし弁タンクサブチャージ動作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) 蓄圧注入開始 (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 [gauge] 2.0MPa [gauge]</p> <p>時間 (時)</p>	<p>相違理由</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、及び蓄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 蓄圧注入開始 (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>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) 炉心領域の過熱状態の気相の流入による上昇、及び蓄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 蓄圧注入開始 (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>時間 (時)</p>	<p>相違理由</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" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p style="text-align: center;">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-around;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: 45%;"> <p style="text-align: center; background-color: yellow;">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 style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: 45%;"> <p style="text-align: center; background-color: yellow;">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 style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-top: 10px; text-align: center; background-color: #e0f2f7;"> <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、<u>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</u>確認できた</p> </div> </div> <p style="text-align: center;">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 229 1888 788" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p style="text-align: center;">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-around;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: 45%;"> <p style="text-align: center; background-color: yellow;">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 style="border: 1px solid black; padding: 2px; width: 45%;"> <p style="text-align: center; background-color: yellow;">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 style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-top: 10px; text-align: center;"> <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、<u>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</u>確認できた</p> </div> </div> <p style="text-align: center;">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、溶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溶融落下するため、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、溶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、溶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、溶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溶融炉心の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溶融炉心も約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、溶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溶融落下するため、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、溶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、溶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、溶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溶融炉心の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溶融炉心の量も約2%程度であり、残る全量は原子炉下部キャビティ室に落下している。</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をもとに、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</p> <p>・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溶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>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>※ 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 1792 1276"> <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検知する機能であるため、冠水による影響はない。既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。（図表を参照） </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>補足：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が可能であると考慮されるため、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で確認しており、CV水位計設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検知する機能であるため、冠水による影響はない。既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。（図表を参照） 	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検知する機能であるため、冠水による影響はない。既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。（図表を参照） 																																													
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プール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 style="color: red;">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>停止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小さい時点（温度差：約10℃）の各飽和蒸気密度を代表とする。</p> <p>・過熱蒸気の除熱源として、原子炉容器及び炉内構造物を介した原子炉下部キャビティ水による冷却等があるが、ここでは保守的に考慮しない。</p> <p>3. 評価内容</p> <p>原子炉容器破損後において、原子炉下部キャビティで発生した飽和蒸気がCV上部ドーム部に達するまでに凝縮され発生する水分量を、それぞれの区画における飽和蒸気密度から求め、その水分の蒸散熱に相当する熱量と露出した残存デブリからの発生熱（崩壊熱）とを比較する。</p> <p>原子炉下部キャビティの飽和蒸気が格納容器上部区画間に移流する間において、凝縮して水分となる割合（水分発生割合）を以下の式により求める。</p> $F_{mist} = (\rho_{st,gen} - \rho_{st,CV}) / \rho_{st,gen} \dots (1)$ <p>F_{mist}：水分発生割合 = 0.24 (-)</p> <p>$\rho_{st,gen}$：原子炉下部キャビティ水位で発生した飽和蒸気密度=2.56(kg/m³)</p> <p>$\rho_{st,CV}$：格納容器上部ドーム部における飽和蒸気密度=1.94(kg/m³)</p> <p>原子炉下部キャビティや炉心部内で冠水した箇所からの蒸気発生速度に水分発生割合を乗じ、水分の生成量 V_{mist} を求める。</p> $V_{mist} = Q_s \cdot \alpha / h_{fg} \cdot F_{mist} \dots (2)$ <p>Q_s：残存デブリの崩壊熱 (kW)</p> <p>α：冠水している残存デブリの割合 (-)</p> <p>h_{fg}：蒸発潜熱 (kJ/kg) (=2113kJ/kg)</p> <p>発生した水分を全て蒸発させるのに必要なエネルギーQV_{mist} は、以下のとおりである。</p> $QV_{mist} = V_{mist} \cdot h_{fg} = 0.24 \alpha \cdot Q_s \dots (3)$ <p>これより、発生した水分を蒸発させるのに必要なエネルギーQV_{mist} と、露出した残存デブリの崩壊熱Q_{sh} が等しくなる ($QV_{mist}=Q_{sh}$) 場合の冠水割合αを算出する。</p> $QV_{mist} = Q_{sh} (=Q_s (1-\alpha))$ $\alpha = 0.81 \dots (4)$ <p>(4)式より、露出した残存デブリが全溶解炉心の19%以下であれば、その崩壊熱は格納容器内で凝縮され発生する水分量を蒸発させるために要するエネルギーを下回るため、格納容器内は過熱雰囲気にはならない</p>	<p>止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小さい時点（温度差：約8℃）の各飽和蒸気密度を代表とする。</p> <p>・過熱蒸気の除熱源として、原子炉容器及び炉内構造物を介した原子炉下部キャビティ水による冷却等があるが、ここでは保守的に考慮しない。</p> <p>3. 評価内容</p> <p>原子炉容器破損後において、原子炉下部キャビティで発生した飽和蒸気がCV上部ドーム部に達するまでに凝縮され発生する水分量を、それぞれの区画における飽和蒸気密度から求め、その水分の蒸散熱に相当する熱量と露出した残存デブリからの発生熱（崩壊熱）とを比較する。</p> <p>原子炉下部キャビティの飽和蒸気がCV上部区画間に移流する間において、凝縮して水分となる割合（水分発生割合）を以下の式により求める。</p> $F_{mist} = (\rho_{st,gen} - \rho_{st,CV}) / \rho_{st,gen} \dots (1)$ <p>F_{mist}：水分発生割合 = 0.18 (-)</p> <p>$\rho_{st,gen}$：原子炉下部キャビティで発生した飽和蒸気密度=2.44(kg/m³)</p> <p>$\rho_{st,CV}$：格納容器上部ドーム部における飽和蒸気密度=2.00(kg/m³)</p> <p>原子炉下部キャビティや炉心部内で冠水した箇所からの蒸気発生速度に水分発生割合を乗じ、水分の生成量 V_{mist} を求める。</p> $V_{mist} = Q_s \cdot \alpha / h_{fg} \cdot F_{mist} \dots (2)$ <p>Q_s：残存デブリの崩壊熱 (kW)</p> <p>α：冠水している残存デブリの割合 (-)</p> <p>h_{fg}：蒸発潜熱 (kJ/kg) (=2,119kJ/kg)</p> <p>発生した水分を全て蒸発させるのに必要なエネルギーQV_{mist} は、以下のとおりである。</p> $QV_{mist} = V_{mist} \cdot h_{fg} = 0.18 \alpha \cdot Q_s \dots (3)$ <p>これより、発生した水分を蒸発させるのに必要なエネルギーQV_{mist} と、露出した残存デブリの崩壊熱Q_{sh} が等しくなる ($QV_{mist}=Q_{sh}$) 場合の冠水割合αを算出する。</p> $QV_{mist} = Q_{sh} (=Q_s (1-\alpha))$ $\alpha = 0.85 \dots (4)$ <p>(4)式より、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CV内で凝縮され発生する水分量を蒸発させるために要するエネルギーを下回るため、CV内は過熱雰囲気にはならない</p>	<p>解析結果の相違</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>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>	

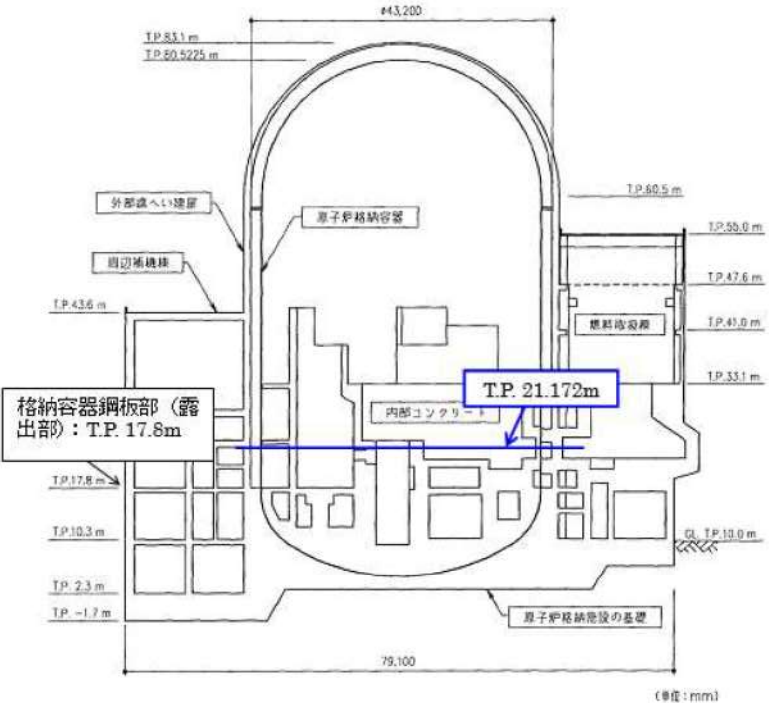
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

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 style="text-align: right; border: 1px solid black; padding: 2px; width: fit-content; margin-bottom: 10px;">別紙2</div> <p 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>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>(1) 評価条件</p> <ul 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 style="text-align: center;"> </div> <p>※1: 重大事故に定むるおそれがある事故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CVVについても確認する。</p> <p 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>耐震性評価にて考慮する荷重は以下の通りとした。</p> <ol 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>※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>

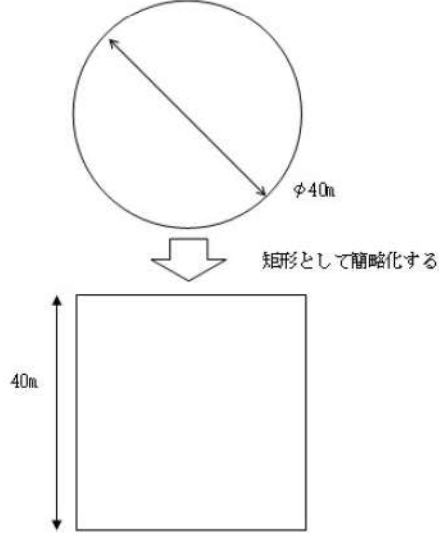
泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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 622 1848 742"> <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)

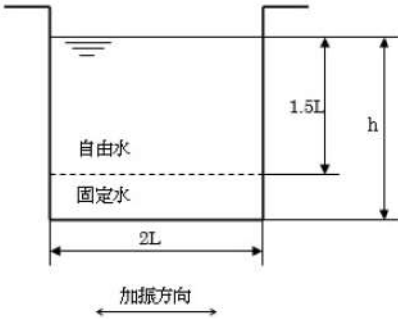
赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 緑字：記載表現、設備名称の相違 (実質的な相違なし)

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
	<div data-bbox="1187 183 1825 630" data-label="Figure"> </div> <p data-bbox="1276 638 1736 662">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> <p data-bbox="1064 726 1836 758">$F_g = 1 \times 10^3 (\text{kg/m}^3) \times 9.80665 (\text{m/s}^2) \times 3.37 (\text{m}) \approx 0.034 (\text{MPa})$ (水頭圧)</p> <p data-bbox="1064 790 1937 821">$F_{Sd} = 19.5 (\text{kN/m}^2) \approx 0.020 (\text{MPa})$ (スロッシング荷重)</p> <p data-bbox="1064 845 1344 877">$F = F_g + F_{Sd} = 0.054 (\text{MPa})$</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>(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 1926 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：ピットに加震方向の長さの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≒S_V/ω ≒S_A/ω² S_V：速度応答スペクトル値 [m/s] S_A：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: center;">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: center;">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 style="text-align: center;">相違理由</p> <p style="text-align: center;">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	別紙	泊発電所3号炉	相違理由																				
<p>1. 炉心損傷後の原子炉の挙動</p> <p>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="228 383 958 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」</p> <p>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>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>1. 炉心損傷後の原子炉の挙動</p> <p>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="1153 379 1883 1168"> <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」</p> <p>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>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>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="257 491 936 853"> <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。)</p> <p>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 861"> <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。)</p> <p>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="255 399 940 1104"> <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 399 1917 1192"> <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 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>	

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 7.2.1.2.10 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（2/4）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>評価項目</th> <th>重要現象</th> <th>解析コード</th> <th>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</th> <th>運転員等操作時間に関する重要現象</th> <th>評価項目となるパラメータに関する重要現象</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">炉内温度</td> <td>炉内温度上昇 (強制循環・蒸気発生)</td> <td>炉内温度上昇より、炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。</td> <td>炉内温度上昇より、炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。</td> <td>炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。</td> <td>炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。</td> </tr> <tr> <td>炉内温度低下 (強制循環・蒸気発生)</td> <td>炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。</td> <td>炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。</td> <td>炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。</td> <td>炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">炉内圧力</td> <td>炉内圧力上昇 (強制循環・蒸気発生)</td> <td>炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。</td> <td>炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。</td> <td>炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。</td> <td>炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。</td> </tr> <tr> <td>炉内圧力低下 (強制循環・蒸気発生)</td> <td>炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。</td> <td>炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。</td> <td>炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。</td> <td>炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。</td> </tr> </tbody> </table>	評価項目	重要現象	解析コード	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	運転員等操作時間に関する重要現象	評価項目となるパラメータに関する重要現象	炉内温度	炉内温度上昇 (強制循環・蒸気発生)	炉内温度上昇より、炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。	炉内温度上昇より、炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。	炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。	炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。	炉内温度低下 (強制循環・蒸気発生)	炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。	炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。	炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。	炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。	炉内圧力	炉内圧力上昇 (強制循環・蒸気発生)	炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。	炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。	炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。	炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。	炉内圧力低下 (強制循環・蒸気発生)	炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。	炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。	炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。	炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。	<p>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（続表）（代わり部分の相違を使用する場合）（2/2）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>評価項目</th> <th>重要現象</th> <th>解析コード</th> <th>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</th> <th>運転員等操作時間に関する重要現象</th> <th>評価項目となるパラメータに関する重要現象</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">炉内温度</td> <td>炉内温度上昇 (強制循環・蒸気発生)</td> <td>炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。</td> <td>炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。</td> <td>炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。</td> <td>炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。</td> </tr> <tr> <td>炉内温度低下 (強制循環・蒸気発生)</td> <td>炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。</td> <td>炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。</td> <td>炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。</td> <td>炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">炉内圧力</td> <td>炉内圧力上昇 (強制循環・蒸気発生)</td> <td>炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。</td> <td>炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。</td> <td>炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。</td> <td>炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。</td> </tr> <tr> <td>炉内圧力低下 (強制循環・蒸気発生)</td> <td>炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。</td> <td>炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。</td> <td>炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。</td> <td>炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。</td> </tr> </tbody> </table>	評価項目	重要現象	解析コード	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	運転員等操作時間に関する重要現象	評価項目となるパラメータに関する重要現象	炉内温度	炉内温度上昇 (強制循環・蒸気発生)	炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。	炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。	炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。	炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。	炉内温度低下 (強制循環・蒸気発生)	炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。	炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。	炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。	炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。	炉内圧力	炉内圧力上昇 (強制循環・蒸気発生)	炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。	炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。	炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。	炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。	炉内圧力低下 (強制循環・蒸気発生)	炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。	炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。	炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。	炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。	<p>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（2/4）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>評価項目</th> <th>重要現象</th> <th>解析コード</th> <th>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</th> <th>運転員等操作時間に関する重要現象</th> <th>評価項目となるパラメータに関する重要現象</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">炉内温度</td> <td>炉内温度上昇 (強制循環・蒸気発生)</td> <td>炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。</td> <td>炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。</td> <td>炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。</td> <td>炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。</td> </tr> <tr> <td>炉内温度低下 (強制循環・蒸気発生)</td> <td>炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。</td> <td>炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。</td> <td>炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。</td> <td>炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">炉内圧力</td> <td>炉内圧力上昇 (強制循環・蒸気発生)</td> <td>炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。</td> <td>炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。</td> <td>炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。</td> <td>炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。</td> </tr> <tr> <td>炉内圧力低下 (強制循環・蒸気発生)</td> <td>炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。</td> <td>炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。</td> <td>炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。</td> <td>炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。</td> </tr> </tbody> </table>	評価項目	重要現象	解析コード	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	運転員等操作時間に関する重要現象	評価項目となるパラメータに関する重要現象	炉内温度	炉内温度上昇 (強制循環・蒸気発生)	炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。	炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。	炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。	炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。	炉内温度低下 (強制循環・蒸気発生)	炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。	炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。	炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。	炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。	炉内圧力	炉内圧力上昇 (強制循環・蒸気発生)	炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。	炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。	炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。	炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。	炉内圧力低下 (強制循環・蒸気発生)	炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。	炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。	炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。	炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。	相違理由
評価項目	重要現象	解析コード	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	運転員等操作時間に関する重要現象	評価項目となるパラメータに関する重要現象																																																																																		
炉内温度	炉内温度上昇 (強制循環・蒸気発生)	炉内温度上昇より、炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。	炉内温度上昇より、炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。	炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。	炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。																																																																																		
	炉内温度低下 (強制循環・蒸気発生)	炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。	炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。	炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。	炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。																																																																																		
炉内圧力	炉内圧力上昇 (強制循環・蒸気発生)	炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。	炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。	炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。	炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。																																																																																		
	炉内圧力低下 (強制循環・蒸気発生)	炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。	炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。	炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。	炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。																																																																																		
評価項目	重要現象	解析コード	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	運転員等操作時間に関する重要現象	評価項目となるパラメータに関する重要現象																																																																																		
炉内温度	炉内温度上昇 (強制循環・蒸気発生)	炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。	炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。	炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。	炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。																																																																																		
	炉内温度低下 (強制循環・蒸気発生)	炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。	炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。	炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。	炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。																																																																																		
炉内圧力	炉内圧力上昇 (強制循環・蒸気発生)	炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。	炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。	炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。	炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。																																																																																		
	炉内圧力低下 (強制循環・蒸気発生)	炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。	炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。	炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。	炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。																																																																																		
評価項目	重要現象	解析コード	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	運転員等操作時間に関する重要現象	評価項目となるパラメータに関する重要現象																																																																																		
炉内温度	炉内温度上昇 (強制循環・蒸気発生)	炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。	炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。	炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。	炉内温度上昇による炉内温度上昇の発生を抑制する。																																																																																		
	炉内温度低下 (強制循環・蒸気発生)	炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。	炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。	炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。	炉内温度低下による炉内温度低下の発生を抑制する。																																																																																		
炉内圧力	炉内圧力上昇 (強制循環・蒸気発生)	炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。	炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。	炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。	炉内圧力上昇による炉内圧力上昇の発生を抑制する。																																																																																		
	炉内圧力低下 (強制循環・蒸気発生)	炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。	炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。	炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。	炉内圧力低下による炉内圧力低下の発生を抑制する。																																																																																		

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 7.2.1.2.10 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)

大飯発電所3/4号炉		女川原子力発電所2号炉		泊発電所3号炉		相違理由																																																																											
<p>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)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>解析条件 (事故条件) の不確かさ</th> <th>解析条件の考え方</th> <th>運転員等操作時間に与える影響</th> <th>評価項目となるパラメータに与える影響</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>起因事象</td> <td>外部電源喪失</td> <td>外部電源喪失 ・外部電源喪失時に非常用 ・外部電源喪失時に非常用 ・原子炉降圧時の燃料温度 ・燃料炉格納容器喪失 ・燃料炉格納容器喪失</td> <td>解析対象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。 原子炉降圧時、燃料炉格納容器喪失時に非常用外部電源喪失及び燃料炉格納容器喪失を設定。非常用電源喪失及び燃料炉格納容器喪失を設定。非常用電源喪失及び燃料炉格納容器喪失を設定。</td> <td>解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。</td> </tr> <tr> <td>最悪条件</td> <td>外部電源なし</td> <td>外部電源なし</td> <td>外部電源なしを設定。</td> <td>解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。</td> </tr> <tr> <td>格納容器の破損 (初期)</td> <td>燃料温度 (1日あたり) 燃料温度 (1日あたり) (標準発生量からの偏り) 燃料温度 (1日あたり)</td> <td>燃料温度 (1日あたり) 燃料温度 (1日あたり) (標準発生量からの偏り)</td> <td>燃料温度 (1日あたり) を設定。 燃料温度 (1日あたり) を設定。</td> <td>解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。</td> </tr> <tr> <td>格納容器の発生</td> <td>ジルコニウム-水反応を考慮</td> <td>ジルコニウム-水反応を考慮</td> <td>燃料温度 (1日あたり) を設定。 燃料温度 (1日あたり) を設定。</td> <td>解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。</td> </tr> </tbody> </table>		項目	解析条件 (事故条件) の不確かさ	解析条件の考え方	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	起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失 ・外部電源喪失時に非常用 ・外部電源喪失時に非常用 ・原子炉降圧時の燃料温度 ・燃料炉格納容器喪失 ・燃料炉格納容器喪失	解析対象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。 原子炉降圧時、燃料炉格納容器喪失時に非常用外部電源喪失及び燃料炉格納容器喪失を設定。非常用電源喪失及び燃料炉格納容器喪失を設定。非常用電源喪失及び燃料炉格納容器喪失を設定。	解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。	最悪条件	外部電源なし	外部電源なし	外部電源なしを設定。	解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。	格納容器の破損 (初期)	燃料温度 (1日あたり) 燃料温度 (1日あたり) (標準発生量からの偏り) 燃料温度 (1日あたり)	燃料温度 (1日あたり) 燃料温度 (1日あたり) (標準発生量からの偏り)	燃料温度 (1日あたり) を設定。 燃料温度 (1日あたり) を設定。	解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。	格納容器の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	ジルコニウム-水反応を考慮	燃料温度 (1日あたり) を設定。 燃料温度 (1日あたり) を設定。	解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。	<p>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 (標準発生量、標準発生量) (代替評価項目を使用する場合) (2/2)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>解析条件 (事故条件) の不確かさ</th> <th>解析条件の考え方</th> <th>運転員等操作時間に与える影響</th> <th>評価項目となるパラメータに与える影響</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>起因事象</td> <td>外部電源喪失</td> <td>外部電源喪失 ・外部電源喪失時に非常用 ・外部電源喪失時に非常用 ・原子炉降圧時の燃料温度 ・燃料炉格納容器喪失 ・燃料炉格納容器喪失</td> <td>解析対象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。 原子炉降圧時、燃料炉格納容器喪失時に非常用外部電源喪失及び燃料炉格納容器喪失を設定。非常用電源喪失及び燃料炉格納容器喪失を設定。</td> <td>解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。</td> </tr> <tr> <td>最悪条件</td> <td>外部電源なし</td> <td>外部電源なし</td> <td>外部電源なしを設定。</td> <td>解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。</td> </tr> <tr> <td>格納容器の破損 (初期)</td> <td>燃料温度 (1日あたり) 燃料温度 (1日あたり) (標準発生量からの偏り) 燃料温度 (1日あたり)</td> <td>燃料温度 (1日あたり) 燃料温度 (1日あたり) (標準発生量からの偏り)</td> <td>燃料温度 (1日あたり) を設定。 燃料温度 (1日あたり) を設定。</td> <td>解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。</td> </tr> <tr> <td>格納容器の発生</td> <td>ジルコニウム-水反応を考慮</td> <td>ジルコニウム-水反応を考慮</td> <td>燃料温度 (1日あたり) を設定。 燃料温度 (1日あたり) を設定。</td> <td>解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。</td> </tr> </tbody> </table>		項目	解析条件 (事故条件) の不確かさ	解析条件の考え方	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	起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失 ・外部電源喪失時に非常用 ・外部電源喪失時に非常用 ・原子炉降圧時の燃料温度 ・燃料炉格納容器喪失 ・燃料炉格納容器喪失	解析対象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。 原子炉降圧時、燃料炉格納容器喪失時に非常用外部電源喪失及び燃料炉格納容器喪失を設定。非常用電源喪失及び燃料炉格納容器喪失を設定。	解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。	最悪条件	外部電源なし	外部電源なし	外部電源なしを設定。	解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。	格納容器の破損 (初期)	燃料温度 (1日あたり) 燃料温度 (1日あたり) (標準発生量からの偏り) 燃料温度 (1日あたり)	燃料温度 (1日あたり) 燃料温度 (1日あたり) (標準発生量からの偏り)	燃料温度 (1日あたり) を設定。 燃料温度 (1日あたり) を設定。	解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。	格納容器の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	ジルコニウム-水反応を考慮	燃料温度 (1日あたり) を設定。 燃料温度 (1日あたり) を設定。	解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。	<p>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)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>項目</th> <th>解析条件 (事故条件) の不確かさ</th> <th>解析条件の考え方</th> <th>運転員等操作時間に与える影響</th> <th>評価項目となるパラメータに与える影響</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>起因事象</td> <td>外部電源喪失</td> <td>外部電源喪失 ・外部電源喪失時に非常用 ・外部電源喪失時に非常用 ・原子炉降圧時の燃料温度 ・燃料炉格納容器喪失 ・燃料炉格納容器喪失</td> <td>解析対象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。 原子炉降圧時、燃料炉格納容器喪失時に非常用外部電源喪失及び燃料炉格納容器喪失を設定。非常用電源喪失及び燃料炉格納容器喪失を設定。</td> <td>解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。</td> </tr> <tr> <td>最悪条件</td> <td>外部電源なし</td> <td>外部電源なし</td> <td>外部電源なしを設定。</td> <td>解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。</td> </tr> <tr> <td>格納容器の破損 (初期)</td> <td>燃料温度 (1日あたり) 燃料温度 (1日あたり) (標準発生量からの偏り) 燃料温度 (1日あたり)</td> <td>燃料温度 (1日あたり) 燃料温度 (1日あたり) (標準発生量からの偏り)</td> <td>燃料温度 (1日あたり) を設定。 燃料温度 (1日あたり) を設定。</td> <td>解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。</td> </tr> <tr> <td>格納容器の発生</td> <td>ジルコニウム-水反応を考慮</td> <td>ジルコニウム-水反応を考慮</td> <td>燃料温度 (1日あたり) を設定。 燃料温度 (1日あたり) を設定。</td> <td>解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。</td> </tr> </tbody> </table>		項目	解析条件 (事故条件) の不確かさ	解析条件の考え方	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	起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失 ・外部電源喪失時に非常用 ・外部電源喪失時に非常用 ・原子炉降圧時の燃料温度 ・燃料炉格納容器喪失 ・燃料炉格納容器喪失	解析対象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。 原子炉降圧時、燃料炉格納容器喪失時に非常用外部電源喪失及び燃料炉格納容器喪失を設定。非常用電源喪失及び燃料炉格納容器喪失を設定。	解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。	最悪条件	外部電源なし	外部電源なし	外部電源なしを設定。	解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。	格納容器の破損 (初期)	燃料温度 (1日あたり) 燃料温度 (1日あたり) (標準発生量からの偏り) 燃料温度 (1日あたり)	燃料温度 (1日あたり) 燃料温度 (1日あたり) (標準発生量からの偏り)	燃料温度 (1日あたり) を設定。 燃料温度 (1日あたり) を設定。	解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。	格納容器の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	ジルコニウム-水反応を考慮	燃料温度 (1日あたり) を設定。 燃料温度 (1日あたり) を設定。	解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。	<p>相違理由</p>
項目	解析条件 (事故条件) の不確かさ	解析条件の考え方	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																																																																													
起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失 ・外部電源喪失時に非常用 ・外部電源喪失時に非常用 ・原子炉降圧時の燃料温度 ・燃料炉格納容器喪失 ・燃料炉格納容器喪失	解析対象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。 原子炉降圧時、燃料炉格納容器喪失時に非常用外部電源喪失及び燃料炉格納容器喪失を設定。非常用電源喪失及び燃料炉格納容器喪失を設定。非常用電源喪失及び燃料炉格納容器喪失を設定。	解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。																																																																													
最悪条件	外部電源なし	外部電源なし	外部電源なしを設定。	解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。																																																																													
格納容器の破損 (初期)	燃料温度 (1日あたり) 燃料温度 (1日あたり) (標準発生量からの偏り) 燃料温度 (1日あたり)	燃料温度 (1日あたり) 燃料温度 (1日あたり) (標準発生量からの偏り)	燃料温度 (1日あたり) を設定。 燃料温度 (1日あたり) を設定。	解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。																																																																													
格納容器の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	ジルコニウム-水反応を考慮	燃料温度 (1日あたり) を設定。 燃料温度 (1日あたり) を設定。	解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。																																																																													
項目	解析条件 (事故条件) の不確かさ	解析条件の考え方	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																																																																													
起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失 ・外部電源喪失時に非常用 ・外部電源喪失時に非常用 ・原子炉降圧時の燃料温度 ・燃料炉格納容器喪失 ・燃料炉格納容器喪失	解析対象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。 原子炉降圧時、燃料炉格納容器喪失時に非常用外部電源喪失及び燃料炉格納容器喪失を設定。非常用電源喪失及び燃料炉格納容器喪失を設定。	解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。																																																																													
最悪条件	外部電源なし	外部電源なし	外部電源なしを設定。	解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。																																																																													
格納容器の破損 (初期)	燃料温度 (1日あたり) 燃料温度 (1日あたり) (標準発生量からの偏り) 燃料温度 (1日あたり)	燃料温度 (1日あたり) 燃料温度 (1日あたり) (標準発生量からの偏り)	燃料温度 (1日あたり) を設定。 燃料温度 (1日あたり) を設定。	解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。																																																																													
格納容器の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	ジルコニウム-水反応を考慮	燃料温度 (1日あたり) を設定。 燃料温度 (1日あたり) を設定。	解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。																																																																													
項目	解析条件 (事故条件) の不確かさ	解析条件の考え方	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																																																																													
起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失 ・外部電源喪失時に非常用 ・外部電源喪失時に非常用 ・原子炉降圧時の燃料温度 ・燃料炉格納容器喪失 ・燃料炉格納容器喪失	解析対象として、外部電源喪失が発生するものとして設定。 原子炉降圧時、燃料炉格納容器喪失時に非常用外部電源喪失及び燃料炉格納容器喪失を設定。非常用電源喪失及び燃料炉格納容器喪失を設定。	解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。																																																																													
最悪条件	外部電源なし	外部電源なし	外部電源なしを設定。	解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。																																																																													
格納容器の破損 (初期)	燃料温度 (1日あたり) 燃料温度 (1日あたり) (標準発生量からの偏り) 燃料温度 (1日あたり)	燃料温度 (1日あたり) 燃料温度 (1日あたり) (標準発生量からの偏り)	燃料温度 (1日あたり) を設定。 燃料温度 (1日あたり) を設定。	解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。																																																																													
格納容器の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	ジルコニウム-水反応を考慮	燃料温度 (1日あたり) を設定。 燃料温度 (1日あたり) を設定。	解析条件が最悪条件であることから、運転員等操作時間は、運転員等操作時間には、影響はない。																																																																													

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

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 7.2.1.2.10 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

表3 操作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に与える影響及び操作時間余裕(1/2)

項目	無条件時（操作条件）の標準値		条件設定の考え方	想定状況による影響	評価項目となるパラメータ形式と影響	操作時間余裕
	解所上の操作時間	解所下の操作時間				
加圧調整 要員配置 操作時間	解所上の操作時間 無条件時 操作時間	解所下の操作時間 無条件時 操作時間	条件設定の考え方 無条件時 操作時間	想定状況による影響 加圧調整がしやすくなる	評価項目となるパラメータ形式と影響 加圧調整がしやすくなる	操作時間余裕 加圧調整がしやすくなる
加圧調整 要員配置 操作時間	解所上の操作時間 無条件時 操作時間	解所下の操作時間 無条件時 操作時間	条件設定の考え方 無条件時 操作時間	想定状況による影響 加圧調整がしやすくなる	評価項目となるパラメータ形式と影響 加圧調整がしやすくなる	操作時間余裕 加圧調整がしやすくなる

表3 運転員等操作時間による影響、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（格納容器過温・過温破損）（代替機台母語を使用する場合）(1/4)

項目	無条件時（操作条件）の標準値		条件設定の考え方	想定状況による影響	評価項目となるパラメータ形式と影響	操作時間余裕
	解所上の操作時間	解所下の操作時間				
加圧調整 要員配置 操作時間	解所上の操作時間 無条件時 操作時間	解所下の操作時間 無条件時 操作時間	条件設定の考え方 無条件時 操作時間	想定状況による影響 加圧調整がしやすくなる	評価項目となるパラメータ形式と影響 加圧調整がしやすくなる	操作時間余裕 加圧調整がしやすくなる

表3 運転員等操作時間による影響、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(1/3)

項目	無条件時（操作条件）の標準値		条件設定の考え方	想定状況による影響	評価項目となるパラメータ形式と影響	操作時間余裕
	解所上の操作時間	解所下の操作時間				
加圧調整 要員配置 操作時間	解所上の操作時間 無条件時 操作時間	解所下の操作時間 無条件時 操作時間	条件設定の考え方 無条件時 操作時間	想定状況による影響 加圧調整がしやすくなる	評価項目となるパラメータ形式と影響 加圧調整がしやすくなる	操作時間余裕 加圧調整がしやすくなる

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 7.2.1.2.10 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)

表3 操作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に与える影響及び操作時間余裕 (2/2)

項目	操作条件 (操作条件) の不確かさ		条件設定の考え方	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に与える影響	操作時間余裕
	操作条件が要員の配置による他の操作に与える影響	要員の配置による他の操作に与える影響				
格納容器内自然冷却による格納容器内自然冷却の維持	格納容器内自然冷却の維持に要する要員の配置による影響	格納容器内自然冷却の維持に要する要員の配置による影響	格納容器内自然冷却の維持に要する要員の配置による影響	格納容器内自然冷却の維持に要する要員の配置による影響	格納容器内自然冷却の維持に要する要員の配置による影響	格納容器内自然冷却の維持に要する要員の配置による影響

表3 運転員等操作時間に関する影響、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 (格納容器過温・過熱低限) (代替情報処理系を使用する場合) (2/4)

項目	運転員等操作時間に関する影響	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	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕
格納容器内自然冷却の維持	格納容器内自然冷却の維持に要する要員の配置による影響	格納容器内自然冷却の維持に要する要員の配置による影響	格納容器内自然冷却の維持に要する要員の配置による影響	格納容器内自然冷却の維持に要する要員の配置による影響	格納容器内自然冷却の維持に要する要員の配置による影響

表3 運転員等操作時間に関する影響、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 (2/3)

項目	操作条件 (操作条件) の不確かさ		条件設定の考え方	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に与える影響	操作時間余裕
	操作条件が要員の配置による他の操作に与える影響	要員の配置による他の操作に与える影響				
格納容器内自然冷却の維持	格納容器内自然冷却の維持に要する要員の配置による影響	格納容器内自然冷却の維持に要する要員の配置による影響	格納容器内自然冷却の維持に要する要員の配置による影響	格納容器内自然冷却の維持に要する要員の配置による影響	格納容器内自然冷却の維持に要する要員の配置による影響	格納容器内自然冷却の維持に要する要員の配置による影響

相違理由

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 7.2.1.2.10 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>運転員等稼働時間による影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び稼働時間余裕 (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>運転員等稼働時間による影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び稼働時間余裕 (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>運転員等稼働時間による影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び稼働時間余裕 (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>
<p>表3 運転員等稼働時間による影響、評価項目となるパラメータに与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び稼働時間余裕 (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よる影響、評価項目となるパラメータに与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び稼働時間余裕 (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よる影響、評価項目となるパラメータに与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び稼働時間余裕 (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

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 7.2.1.2.10 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)

大飯発電所3/4号炉	女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由										
<p>表3 運転員等操作時間による影響、評価項目となるパラメータによる影響及び使用時間条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温・過温破損) (代換価額冷却系を使用する場合)) (4/4)</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="792 1236 1341 1276">項目</th> <th data-bbox="792 1197 1341 1236">運転員等操作時間による影響</th> <th data-bbox="792 853 1341 1197">運転員等操作時間による影響</th> <th data-bbox="792 510 1341 853">運転員等操作時間による影響</th> <th data-bbox="792 167 1341 510">運転員等操作時間による影響</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="792 1340 1341 1452"> 格納容器過温・過温破損 評価項目となるパラメータ 運転員等操作時間 </td> <td data-bbox="792 1236 1341 1340"> 運転員等操作時間による影響 運転員等操作時間による影響 運転員等操作時間による影響 </td> <td data-bbox="792 853 1341 1236"> 運転員等操作時間による影響 運転員等操作時間による影響 運転員等操作時間による影響 </td> <td data-bbox="792 510 1341 853"> 運転員等操作時間による影響 運転員等操作時間による影響 運転員等操作時間による影響 </td> <td data-bbox="792 167 1341 510"> 運転員等操作時間による影響 運転員等操作時間による影響 運転員等操作時間による影響 </td> </tr> </tbody> </table>	項目	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	格納容器過温・過温破損 評価項目となるパラメータ 運転員等操作時間	運転員等操作時間による影響 運転員等操作時間による影響 運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響 運転員等操作時間による影響 運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響 運転員等操作時間による影響 運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響 運転員等操作時間による影響 運転員等操作時間による影響	<p>運転員等操作時間による影響、評価項目となるパラメータによる影響及び使用時間条件 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過温・過温破損) (代換価額冷却系を使用する場合)) (4/4)</p>	<p>相違理由</p>
項目	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響									
格納容器過温・過温破損 評価項目となるパラメータ 運転員等操作時間	運転員等操作時間による影響 運転員等操作時間による影響 運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響 運転員等操作時間による影響 運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響 運転員等操作時間による影響 運転員等操作時間による影響	運転員等操作時間による影響 運転員等操作時間による影響 運転員等操作時間による影響									

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> <div data-bbox="286 1050 943 1417" data-label="Diagram"> <p style="text-align: center;">系統概略図</p> </div>	<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：事象発生約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> <div data-bbox="1196 1002 1852 1394" data-label="Diagram"> <p style="text-align: center;">図1 概略系統図</p> </div>	<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か否か不明</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																																																		
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 133,392k</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 133,392k</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 3,041k</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 3,041k</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 2,205k</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 2,205k</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 47,740k</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 47,740k</td> </tr> <tr> <td>合計</td> <td>7日間 3号炉で消費する重油量 約 186,377k</td> <td>7日間 4号炉で消費する重油量 約 186,377k</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 548k (重油タンク (160k, 2基)、燃料油貯蔵タンク (114k, 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 548k (重油タンク (160k, 2基)、燃料油貯蔵タンク (114k, 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>		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 133,392k	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 133,392k	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 3,041k	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 3,041k	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 2,205k	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 2,205k	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 47,740k	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 47,740k	合計	7日間 3号炉で消費する重油量 約 186,377k	7日間 4号炉で消費する重油量 約 186,377k		結果	3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は 548k (重油タンク (160k, 2基)、燃料油貯蔵タンク (114k, 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 548k (重油タンク (160k, 2基)、燃料油貯蔵タンク (114k, 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 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>事象発生直後～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> <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> <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> <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> <td><使用済燃料ピット及び燃料取替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> <td></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> <td></td> </tr> </tbody> </table>		燃料種別	軽油		号炉	3号炉	4号炉	時系列	事象発生直後～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	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	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	<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	<使用済燃料ピット及び燃料取替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 133,392k	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 133,392k																																																			
	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 3,041k	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 3,041k																																																			
	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 2,205k	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 2,205k																																																			
	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 47,740k	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 47,740k																																																			
合計	7日間 3号炉で消費する重油量 約 186,377k	7日間 4号炉で消費する重油量 約 186,377k																																																				
結果	3号炉に備蓄している重油量の使用可能量は 548k (重油タンク (160k, 2基)、燃料油貯蔵タンク (114k, 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 548k (重油タンク (160k, 2基)、燃料油貯蔵タンク (114k, 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	事象発生直後～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	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	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	<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	<使用済燃料ピット及び燃料取替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 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 7.2.1.2.11 水源、燃料、電源負荷評価結果について (格納容器過温破損))

赤字：設備、運用又は体制の相違 (設計方針の相違)
 青字：記載箇所又は記載内容の相違 (記載方針の相違)
 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)号炉空冷式非常用発電装置 (1,825kVA×2台 (給電容量: 2,920kW))</p> <p><全交流動力電源喪失+補助給水失敗></p> <div data-bbox="168 438 1019 869"> <p>主要負荷リスト</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>主要機器名称</th> <th>容量 (kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>充電器 (A 用)</td><td>77</td></tr> <tr><td>原子炉格納容器内装置監視器</td><td></td></tr> <tr><td>新の乾燥式水素検出装置温度監視装置</td><td></td></tr> <tr><td>原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置</td><td></td></tr> <tr><td>可燃型格納容器水素ガス濃度計</td><td></td></tr> <tr><td>アニュラス水素濃度計</td><td></td></tr> <tr><td>原子炉格納容器水位</td><td></td></tr> <tr><td>原子炉下部キャビティ水位</td><td></td></tr> <tr><td>A、B、C、D計器用電源</td><td>77</td></tr> <tr><td>可燃型格納容器 (S/A) 検査電機 (保安)</td><td></td></tr> <tr><td>直陸代替格納器注水ポンプ</td><td>163</td></tr> <tr><td>原子炉格納容器水素燃焼装置</td><td>10</td></tr> <tr><td>アニュラス空気浄化ファン</td><td>19</td></tr> <tr><td>中央制御室空調ファン</td><td>19</td></tr> <tr><td>可燃型原子炉格納器冷却水循環ポンプ</td><td>1</td></tr> <tr><td>可燃型格納容器ガス試料圧縮装置</td><td>2</td></tr> <tr><td>中央制御室換気ファン</td><td>11</td></tr> <tr><td>中央制御室非常用換気ファン</td><td>11</td></tr> <tr><td>合計 (kW)</td><td>372</td></tr> </tbody> </table> <p>負荷容量イメージ</p> </div>	主要機器名称	容量 (kW)	充電器 (A 用)	77	原子炉格納容器内装置監視器		新の乾燥式水素検出装置温度監視装置		原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置		可燃型格納容器水素ガス濃度計		アニュラス水素濃度計		原子炉格納容器水位		原子炉下部キャビティ水位		A、B、C、D計器用電源	77	可燃型格納容器 (S/A) 検査電機 (保安)		直陸代替格納器注水ポンプ	163	原子炉格納容器水素燃焼装置	10	アニュラス空気浄化ファン	19	中央制御室空調ファン	19	可燃型原子炉格納器冷却水循環ポンプ	1	可燃型格納容器ガス試料圧縮装置	2	中央制御室換気ファン	11	中央制御室非常用換気ファン	11	合計 (kW)	372	<p>3. 電源に関する評価</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】</p> <p>負荷リスト 代替非常用発電機 (1,725kVA×2台 (給電容量: 2,760kW))</p> <div data-bbox="1097 438 1937 869"> <table border="1"> <thead> <tr> <th>主要機器名称</th> <th>容量 (kVA/kW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>充電器 (A, B)</td><td>131/113</td></tr> <tr><td>計器用電源 (安全系) (A, B, C, D)</td><td>131/113</td></tr> <tr><td>代替格納器スプレイポンプ</td><td>209/200</td></tr> <tr><td>アニュラス空気浄化ファン</td><td>45/39</td></tr> <tr><td>中央制御室給気ファン</td><td>27/21</td></tr> <tr><td>中央制御室換気ファン</td><td>15/13</td></tr> <tr><td>中央制御室非常用換気ファン</td><td>6/5</td></tr> <tr><td>中央制御室照明等</td><td>23/23</td></tr> <tr><td>中央制御室非常用換気フィルタ用電気ヒータ</td><td>13/13</td></tr> <tr><td>合計 (kVA/kW)</td><td>600/540</td></tr> </tbody> </table> <p>主要負荷リスト</p> </div>	主要機器名称	容量 (kVA/kW)	充電器 (A, B)	131/113	計器用電源 (安全系) (A, B, C, D)	131/113	代替格納器スプレイポンプ	209/200	アニュラス空気浄化ファン	45/39	中央制御室給気ファン	27/21	中央制御室換気ファン	15/13	中央制御室非常用換気ファン	6/5	中央制御室照明等	23/23	中央制御室非常用換気フィルタ用電気ヒータ	13/13	合計 (kVA/kW)	600/540	<p>記載表現の相違</p> <p>設計の相違</p>
主要機器名称	容量 (kW)																																																															
充電器 (A 用)	77																																																															
原子炉格納容器内装置監視器																																																																
新の乾燥式水素検出装置温度監視装置																																																																
原子炉格納容器水素燃焼装置温度監視装置																																																																
可燃型格納容器水素ガス濃度計																																																																
アニュラス水素濃度計																																																																
原子炉格納容器水位																																																																
原子炉下部キャビティ水位																																																																
A、B、C、D計器用電源	77																																																															
可燃型格納容器 (S/A) 検査電機 (保安)																																																																
直陸代替格納器注水ポンプ	163																																																															
原子炉格納容器水素燃焼装置	10																																																															
アニュラス空気浄化ファン	19																																																															
中央制御室空調ファン	19																																																															
可燃型原子炉格納器冷却水循環ポンプ	1																																																															
可燃型格納容器ガス試料圧縮装置	2																																																															
中央制御室換気ファン	11																																																															
中央制御室非常用換気ファン	11																																																															
合計 (kW)	372																																																															
主要機器名称	容量 (kVA/kW)																																																															
充電器 (A, B)	131/113																																																															
計器用電源 (安全系) (A, B, C, D)	131/113																																																															
代替格納器スプレイポンプ	209/200																																																															
アニュラス空気浄化ファン	45/39																																																															
中央制御室給気ファン	27/21																																																															
中央制御室換気ファン	15/13																																																															
中央制御室非常用換気ファン	6/5																																																															
中央制御室照明等	23/23																																																															
中央制御室非常用換気フィルタ用電気ヒータ	13/13																																																															
合計 (kVA/kW)	600/540																																																															

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE722-9 r.7.0
提出年月日	令和5年5月31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5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温度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。	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。	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。	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）

7.2.2 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)
エネルギー	エネルギー	エネルギー	泊はエネルギーで統一	

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】 記載表現の相違</p> <p>【大阪、高岡】 記載表現の相違（女川、高岡の対応）</p> <p>【大阪、高岡】 記載方針の相違（女川、高岡の対応） ・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トメ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 高圧溶融物放出／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>

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>及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 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>上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは1次冷却材圧力が高压で、原子炉容器が破損した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多く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>したがって、本評価事故シーケンスは「3.1.2 格納容器過温破損」と同様のシーケンスとなる。</p>	<p>及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 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>上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは1次冷却材圧力が高压で、原子炉容器が破損した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多く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>したがって、本評価事故シーケンスは「3.1.2 格納容器過温破損」と同様のシーケンスとなる。</p>	<p>事象進展の緩和の不確かさを包絡する保守的な条件である。</p> <p>なお、格納容器過圧・過温破損の観点については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」にて示したとおり、LOCAをプラント損傷状態とする評価事故シーケンスで確認している。これは、過圧の観点ではLOCAによるドライウエルへの蒸気の放出及び原子炉注水による蒸気の発生が重畳する事故シーケンスへの対応が最も厳しいためであり、過温の観点では、事象初期に炉心が露出し過熱状態に至る事故シーケンスへの対応が最も厳しいためである。また、本格格納容器破損モードを評価する上では、原子炉圧力容器が高压の状態での破損に至る事故シーケンスを選定する必要があることから、LOCAをプラント損傷状態とする事故シーケンスは、本格格納容器破損モードの評価事故シーケンスには適さない。</p> <p>本格格納容器破損モードの評価事故シーケンスに示される、炉心損傷前に原子炉減圧に失敗し、炉心損傷後に再度原子炉減圧を試みる状況としては、炉心損傷前の段階でECCSである低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系のみならず、重大事故等対処設備である低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）等を含む全ての低圧注水機能が失われることで「2.2 高压注水・減圧機能喪失」に示した代替自動減圧回路が作動せず、全ての低圧注水機能が失われている場合の手順に従って原子炉減圧しないまま炉心損傷に至る状況が考えられる。</p> <p>手順上、全ての低圧注水機能が失われ</p>	<p>及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 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>上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは1次冷却材圧力が高压で、原子炉容器が破損した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多く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>したがって、本評価事故シーケンスは「7.2.1.2 格納容器過温破損」と同様のシーケンスとなる。</p>	<p>【大阪、高浜】 設備の相違 ・差異理由の相違とおり ③ベーン参照</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>ている状況では、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に到達する時点までは原子炉を減圧しない。この原子炉減圧のタイミングは、原子炉水位が有効燃料棒頂部以下となった場合、原子炉減圧を遅らせた方が、原子炉圧力容器内の原子炉冷却材の量を多く維持できるため、原子炉圧力容器破損に至る時間を遅らせることができる一方で、ジルコニウム-水反応等が著しくなる前に原子炉を減圧することで水素の発生量を抑えられることを考慮して設定したものである。また、代替自動減圧回路は低圧注水系又は低圧炉心スプレイ系の起動が作動条件の一つであるため、低圧注水系及び低圧炉心スプレイ系がともに機能喪失している状況では作動しない。</p> <p>これを考慮し、本評価では評価事故シーケンスに加えて全ての低圧注水機能も失われている状況を想定した。</p> <p>なお、この評価事故シーケンスへの対応及び事象進展は、「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」の評価事故シーケンスへの対応及び事象進展と同じものとなる。</p> <p>本格納容器破損モードではプラント損傷状態をTQUXとし、「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」ではプラント損傷状態をTQUVとしており、異なるプラント状態を選定している。TQUXとTQUVでは喪失する設計基準事故対処設備が異なり、原子炉減圧について、TQUVでは設計基準事故対処設備である逃がし安</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>全弁（自動減圧機能）の機能に期待し、TQUXでは重大事故等対処設備としての逃がし安全弁（自動減圧機能）の機能に期待する点が異なる。手順に従う場合、TQUVでは原子炉減圧機能は維持されているが低圧注水機能を喪失しているため、原子炉水位が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逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動開操作によって原子炉を減圧することとなる。また、TQUXは高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱に進展し得るとして選定したプラント損傷状態であるが、重大事故等対処設備としての逃がし安全弁（自動減圧機能）に期待し、原子炉水位が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逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動開操作によって原子炉を減圧することにより、高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱の発生防止を図る。</p> <p>以上のとおり、どちらのプラント損傷状態であっても事象発生から原子炉減圧までの対応は同じとなり、運転員等操作時間やパラメータの変化も同じとなる。また、原子炉減圧以降も、溶融炉心の挙動に従って一連の流れで生じる各格納容器破損モードを、定められた一連の手順に従って防止することとなる。このことから、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」、「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「溶融炉心・コンクリート相互作用」については、同様のシナシナへの一連の対応の中で各格納容器破損モードに対する格納容器破損</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>本評価事故シナシスにおいて、高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱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> <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内溶融燃料－冷却材相互作用 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原子炉容器破損・溶融 炉心損傷後の原子炉容器における 	<p>本評価事故シナシスにおいて、高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱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> <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内における原子炉容器内溶融燃料－冷却材相互作用 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破損、溶融 炉心損傷後の原子炉容器における 	<p>防止対策の有効性を評価する。</p> <p>本評価事故シナシスでは、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・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流、原子炉圧力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）並びに炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション、原子炉圧力容器内FCI（溶融炉心細粒化）、原子炉圧力容器内FCI（デブリ粒子熱伝達）、構造材との熱伝達、下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達及び原子炉圧力容器破損が重要現象となる。</p>	<p>本評価事故シナシスにおいて、高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱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> <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内における溶融燃料－冷却材相互作用 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破損、溶融 炉心損傷後の原子炉容器における 	<p>【女川】 記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・PWRは炉心や原子炉容器などの分類の重要現象を簡潔書きにしている <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大阪】 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）

7.2.2 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>1 次系内核分裂生成物挙動</p> <p>c. 原子炉格納容器における重要現象</p> <ul style="list-style-type: none"> 炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動 <p>本評価事故シーケンス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、本評価事故シーケンス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>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本評価事故シーケンスの有効性評価の条件については、「3.1.2 格納容器過温破損」と同様である。なお、以下に示すとおり、本評価事故シーケンスに対する影響を考慮した条件となっており、初期条件も含めた主要な解析条件を第3.2.1表に示す。</p> <p>(添付資料 3.1.2.1)</p>	<p>1 次系内核分裂生成物挙動</p> <p>c. 原子炉格納容器における重要現象</p> <ul style="list-style-type: none"> 炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動 <p>本評価事故シーケンス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、本評価事故シーケンス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>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本評価事故シーケンスの有効性評価の条件については、「3.1.2 格納容器過温破損」と同様である。なお、以下に示すとおり、本評価事故シーケンスに対する影響を考慮した条件となっており、初期条件も含めた主要な解析条件を第3.2.1表に示す。</p> <p>(添付資料 3.1.2.1)</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の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により原子炉圧力等の過渡応答を求める。</p> <p>また、解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本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3.2.2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。</p> <p>a. 事故条件</p> <p>(a) 起回事象</p> <p>起回事象として、給水流量の全喪失が発生するものとする。</p>	<p>1 次系内核分裂生成物挙動</p> <p>c. 原子炉格納容器における重要現象</p> <ul style="list-style-type: none"> 炉心損傷後の原子炉格納容器内核分裂生成物挙動 <p>本評価事故シーケンス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の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1次冷却材圧力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、本評価事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。</p> <p>(2) 有効性評価の条件</p> <p>本評価事故シーケンスの有効性評価の条件については、「7.2.1.2 格納容器過温破損」と同様である。なお、以下に示すとおり、本評価事故シーケンスに対する影響を考慮した条件となっており、初期条件も含めた主要な解析条件を第7.2.2.1表に示す。</p> <p>(添付資料 7.2.1.2.1)</p>	<p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川） 緑字の反映</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川） 緑字の反映</p> <p>【大阪、高浜】 評価方針の相違（女川） 緑字の反映</p> <p>【女川】 記載方針の相違 ・泊、大阪、高浜は格納容器過温破損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はないため解析条件を記載している</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>(b) 安全機能等の喪失に対する仮定</p> <p>高压注水機能として原子炉隔離時冷却系及び高压炉心スプレイ系の機能喪失を、低压注水機能として残留熱除去系（低压注水モード）及び低压炉心スプレイ系の機能喪失を想定する。さらに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にも期待しない※5ものとする。</p> <p>これは、原子炉を減圧できない状況を想定するためである。</p> <p>※5 原子炉圧力容器破損前における低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）及び低压代替注水系（常設）（直流駆動低压注水系ポンプ）による原子炉注水の機能喪失を想定する。原子炉格納容器下部注水系（常設）（復水移送ポンプ）等、原子炉注水以外の緩和機能には期待する。</p> <p>なお、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>(c) 外部電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定する。</p> <p>本評価事故シーケンスへの事故対応に用いる設備は非常用高压母線に接続されており、非常用ディーゼル発電機からの電源供給が可能であるため、外部電源の有無は事象進展に影響を与えないが、非常用ディーゼル発電機に期待する場合は方が資源の観点で厳しいことを踏まえ、外部電源なしとして設定す</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>a. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) リロケーション 炉心の温度履歴に応じて発生するものとする。</p> <p>(b) 原子炉容器破損 最大歪みを超えた場合に破損するものとする。</p>	<p>a. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) リロケーション 炉心の温度履歴に応じて発生するものとする。</p> <p>(b) 原子炉容器破損 最大歪みを超えた場合に破損するものとする。</p>	<p>る。</p> <p>(d) 高温ガスによる配管等のクリーブ破損や漏えい等による影響 原子炉圧力を厳しく評価するため、高温ガスによる配管等のクリーブ破損や漏えい等は、考慮しないものとする。</p> <p>(e) 水素及び酸素の発生 水素の発生については、ジルコニウム-水反応及び溶融炉心・コンクリート相互作用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による水素及び酸素の発生を考慮していない。このため、水の放射線分解による水素及び酸素の発生量は「3.4 水素燃焼」と同様に、解析コードMAAPで得られる崩壊熱を基に評価するものとし「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にてその影響を確認する。</p> <p>b. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) 原子炉スクラム信号 原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。</p> <p>(b) 再循環ポンプ 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) 逃がし安全弁 逃がし安全弁（逃がし弁機能）にて、原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑えるものとする。また、原子炉減圧には逃がし安</p>	<p>a. 重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>(a) リロケーション 炉心の温度履歴に応じて発生するものとする。</p> <p>(b) 原子炉容器破損 最大歪みを超えた場合に破損するものとする。 (添付資料 7.2.2.5)</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>全弁（自動減圧機能）2個を使用するものとし、容量として、1個当たり定格主蒸気流量の約8%を処理するものとする。</p> <p>(d) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）</p> <p>原子炉圧力容器の破損前に、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）により、88m³/hで格納容器内にスプレイし、ドライウエル水位が0.23mに到達するまで水張りを実施するものとする。</p> <p>(e) 原子炉格納容器下部注水系（常設）（復水移送ポンプ）</p> <p>原子炉圧力容器が破損して溶融炉心が格納容器下部に落下した後は、溶融炉心の冠水継続が可能な流量を考慮し、50m³/hにて格納容器下部に注水を行うものとする。</p> <p>(f) 原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）</p> <p>格納容器温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、88m³/hにて格納容器内にスプレイする。</p> <p>(g) 代替循環冷却系^{※6}</p> <p>代替循環冷却系の循環流量は、全体で150m³/hとし、原子炉注水へ50m³/h、格納容器スプレイへ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>※6 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の機能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</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>値を用いる。</p> <p>(h) 原子炉補機代替冷却水系 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>c. 重大事故等対策に関連する操作条件 運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおりに設定する。</p> <p>(a) 原子炉急速減圧操作は、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喪失している場合の運転手順に従い、原子炉水位が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開始する。</p> <p>(b) 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操作(原子炉圧力容器破損前の初期水張り)は、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達したことを確認して開始し、ドライウェルの水位が0.23mに到達したことを確認した場合に停止する。</p> <p>(c) 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への注水操作(原子炉圧力容器破損後の注水)は、原子炉圧力容器破損以降、ドライウェル水位が0.02mまで低下した場合に開始し、0.23mに到達した場合に停止するこ</p>		<p>【女川】 記載方針の相違 ・泊、大阪、高浜は格納容器破損時シークェ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クェンス同様ではないため解除条件を記載している</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>とで水位を維持する。</p> <p>(d) 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操作は、格納容器圧力が0.640MPa [gage]に到達した場合に開始する。</p> <p>なお、格納容器スプレイは原子炉補機代替冷却水系の準備時間を考慮し、事象発生から24時間後に停止するものとする。</p> <p>(e) 代替循環冷却系による格納容器除熱操作^{※7}は、原子炉補機代替冷却水系の準備時間を考慮し、事象発生から24時間後から開始するものとする。</p> <p>※7 本格納容器破損モードの評価事故シーケンスは原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む。）の機能喪失を伴うものではないが、代替循環冷却系による除熱は保守的に原子炉補機代替冷却水系を用いて実施するものとし、除熱操作の開始は、原子炉補機代替冷却水系の準備に要する時間を設定する。</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</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>器内に放出[※]されるものとする。</p> <p>※8 セシウムの格納容器内への放出割合については、本評価事故シナシス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、格納容器スプレイやサブプレッ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) 原子炉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。</p> <p>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) 非常用ガス処理系による原子炉建屋原子炉棟の負圧が維持されていることを想定し、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。</p> <p>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>(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3.2.3)</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) 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は、「3.1.2 格納容器過温破損」の第3.1.2.4図及び第3.1.2.5図と同様である。高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱における格納容器破損防止対策の有効性を評価するパラメータである1次冷却材圧力等の1次冷却系パラメータの変化を第3.2.1図及び第3.2.2図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>「3.1.2.2(3)a. 事象進展」に示すとおり、事象発生後、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作動する。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>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。1次冷却系の減圧に伴い、蓄圧注入が開始され、溶融炉心と原子炉容器下部プレナム水との反応で発生する蒸気により加圧されるが、下部プレナム水が喪失することにより、再び減少に転じ、事象発生の約7.1時間後に原子炉容器破損に至り、その時点の1次冷却材圧力は低く抑えられる。</p> <p>(添付資料 3.1.1.13)</p> <p>なお、加圧器安全弁が動作している事象発生の約3.3時間後までは、加圧器逃がし弁及び安全弁の最高使用温度を下回ることから、加圧器逃がし弁</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は、「3.1.2 格納容器過温破損」の第3.1.2.2.1図及び第3.1.2.2.2図と同様である。高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱における格納容器破損防止対策の有効性を評価するパラメータである1次冷却材圧力等の1次系パラメータの変化を第3.2.2.1図及び第3.2.2.2図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>「3.1.2.2(3) 有効性評価の結果」に示すとおり、事象発生後、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作動する。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>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。1次系の減圧に伴い、蓄圧注入が開始され、溶融炉心と原子炉容器下部プレナム水との反応で発生する蒸気により加圧されるが、下部プレナム水が喪失することにより、再び減少に転じ、事象発生の約7.8時間後に原子炉容器破損に至り、その時点の1次冷却材圧力は低く抑えられる。</p> <p>(添付資料 3.1.1.13)</p> <p>なお、加圧器安全弁が動作している事象発生の約3.1時間後までは、加圧器逃がし弁及び安全弁の最高使用温度を下回ることから、加圧器逃がし弁</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圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）、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、サブプレッションプール水温及び注水流量の推移を第3.2.7図から第3.2.13図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>事象発生後、全ての設計基準事故対処設備による原子炉注水機能（ECCS等）が機能喪失し、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することから、原子炉水位は急速に低下する。水位低下により炉心が露出し、事象発生から約43分後に炉心損傷に至る。原子炉水位が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（事象発生から約43分後）で、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）2個を手動で開放することで、原子炉急速減圧を実施する。原子炉減圧後の低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）、低圧代替注水系（常設）（直流駆動低圧注水系ポンプ）及び代替循環冷却系による原子炉注水は実施しないものと仮定するため、事象発生から約4.3時間後に原子炉圧力容器破損に至る。事象発生から約2.5時間後、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で、原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による原子炉圧力容</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は、「7.2.1.2 格納容器過温破損」の第7.2.1.2.4図及び第7.2.1.2.5図と同様である。高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱における格納容器破損防止対策の有効性を評価するパラメータである1次冷却材圧力等の1次冷却系パラメータの推移を第7.2.2.1図及び第7.2.2.2図に示す。</p> <p>a. 事象進展</p> <p>「7.2.1.2.2(3) a. 事象進展」に示すとおり、事象発生後、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作動する。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>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。1次冷却系の減圧に伴い、蓄圧注入が開始され、溶融炉心と原子炉容器下部プレナム水との反応で発生する蒸気により加圧されるが、下部プレナム水が喪失することにより、再び減少に転じ、事象発生の約8.0時間後に原子炉容器破損に至り、その時点の1次冷却材圧力は低く抑えられる。</p> <p>(添付資料 7.2.1.1.13)</p> <p>なお、加圧器安全弁が動作している事象発生の約3.3時間後までは、加圧器逃がし弁及び安全弁の最高使用温度を下回ることから、加圧器逃がし弁</p>	<p>【高圧】 解凍結果の相違</p> <p>【大阪、高圧】 解凍結果の相違</p> <p>【高圧】 解凍結果の相違</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）

7.2.2 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>は確実に開操作可能である。その後、加圧器逃がし弁の開操作による1次冷却系強制減圧を開始すると同時に、加圧器構造材の温度が上昇を開始する。しかし、応力による構造材の変形等による流路閉塞はなく、流路はわずかに広がる方向であること、また、弁駆動部のダイヤフラムは高温蒸気が直接接触する部材から離れており、熱的損傷に伴う制御用空気等の漏えいによるフェイルクローズの懸念はないことを確認していることから、熱的影響を考慮しても加圧器逃がし弁の開状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 3.1.2.2、3.1.2.3、3.1.2.4)</p>	<p>は確実に開放可能である。その後、加圧器逃がし弁の開放による1次系強制減圧を開始すると同時に、加圧器構造材の温度が上昇を開始する。しかし、応力による構造材の変形等による流路閉塞はなく、流路はわずかに広がる方向であること、また、弁駆動部のダイヤフラムは高温蒸気が直接接触する部材から離れており、熱的損傷に伴う制御用空気等の漏えいによるフェイルクローズの懸念はないことを確認していることから、熱的影響を考慮しても加圧器逃がし弁の開放状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 3.1.2.2、3.1.2.3、3.1.2.4)</p>	<p>器破損前の格納容器下部への水張りを開始する。原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）による注水流量を88m³/hとし、ドライウェル水位が0.23mに到達するまで注水を実施する。</p> <p>原子炉压力容器が破損し、溶融炉心が格納容器下部の水位約3.8mの水中に落下する際に、溶融炉心から原子炉冷却材への伝熱が起り、水蒸気が発生することに伴う圧力上昇が生じる。</p> <p>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）により格納容器下部に50m³/hの注水を行い、溶融炉心を冠水維持し、冷却する。</p> <p>崩壊熱が格納容器内に蒸気として放出されるため、格納容器圧力は急激に上昇する。格納容器圧力が0.640MPa [gage]に到達した時点で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ことによって、格納容器圧力及び温度の上昇は抑制され、最大圧力は約0.640MPa [gage]、最高温度は約180℃となる。</p> <p>事象発生から24時間が経過した時点で、原子炉補機代替冷却水系による代替循環冷却系の運転を開始する。代替循環冷却系により、格納容器圧力及び温度の上昇は抑制され、その後、徐々に低下するとともに、格納容器下部の溶融炉心は安定的に冷却される。</p> <p>なお、事象発生から約4.3時間後の原子炉压力容器破損までは、逃がし安全弁（自動減圧機能）によって原子炉圧力を2.0MPa [gage]以下に維持する</p>	<p>は確実に開操作可能である。その後、加圧器逃がし弁の開操作による1次冷却系強制減圧を開始すると同時に、加圧器構造材の温度が上昇を開始する。しかし、応力による構造材の変形等による流路閉塞はなく、流路はわずかに広がる方向であること、また、弁駆動部のダイヤフラムは高温蒸気が直接接触する部材から離れており、熱的損傷に伴う制御用空気等の漏えいによるフェイルクローズの懸念はないことを確認していることから、熱的影響を考慮しても加圧器逃がし弁の開状態を維持できる。</p> <p>(添付資料 7.2.1.2.2、7.2.1.2.3、7.2.1.2.4)</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>b. 評価項目等</p> <p>1次冷却材圧力は第3.2.1図に示すとおり、原子炉容器破損に至る事象発生約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。</p> <p>なお、1次冷却系強制減圧に成功し、2.0MPa[gage]以下で溶融炉心が放出された場合であっても、原子炉下部キャビティ区画の下部に重要機器は存在せず、溶融炉心が原子炉格納容器本体壁に流出する経路に、直接的に通じる経路はない。さらに、原子炉容器破損までに原子炉下部キャビティに十分な水位を確保できること、加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスして1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]近傍で停滞することから、多くの溶融炉心が原子炉下部キャビティ水中に落下する過程で冷却されて床面に堆積し、原子炉格納容器本体壁や支持構造物等の健全性に影響を与えることはない。</p> <p>(添付資料3.2.1)</p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>1次冷却材圧力は第3.2.1図に示すとおり、原子炉容器破損に至る事象発生約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。</p> <p>なお、1次系強制減圧に成功し、2.0MPa[gage]以下で溶融炉心が放出された場合であっても、原子炉下部キャビティ区画の下部に重要機器は存在せず、溶融炉心が原子炉格納容器本体壁に流出する経路に、直接的に通じる経路はない。さらに、原子炉容器破損までに原子炉下部キャビティに十分な水位を確保できること、加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスして1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]以下近傍で停滞することから、多くの溶融炉心が原子炉下部キャビティ水中に落下する過程で冷却されて床面に堆積し、原子炉格納容器本体壁や支持構造物等の健全性に影響を与えることはない。</p> <p>(添付資料3.2.1)</p>	<p>ことが必要となるが、炉心損傷後の原子炉圧力容器から逃がし安全弁（自動減圧機能）を通じてサブプレッションチェンバへ放出される高温流体や格納容器温度等の熱的影響を考慮しても、逃がし安全弁（自動減圧機能）は確実に開状態を維持することが可能である。</p> <p>(添付資料3.2.2)</p> <p>b. 評価項目等</p> <p>原子炉圧力容器の破損直前の原子炉圧力は約0.1MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]以下に低減されている。</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</p>	<p>b. 評価項目等</p> <p>1次冷却材圧力は第7.2.1図に示すとおり、原子炉容器破損に至る事象発生約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。</p> <p>なお、1次冷却系強制減圧に成功し、2.0MPa[gage]以下で溶融炉心が放出された場合であっても、原子炉下部キャビティ区画の下部に重要機器は存在せず、溶融炉心が原子炉格納容器本体壁に流出する経路に、直接的に通じる経路はない。さらに、原子炉容器破損までに原子炉下部キャビティに十分な水位を確保できること、加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスして1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]近傍で停滞することから、多くの溶融炉心が原子炉下部キャビティ水中に落下する過程で冷却されて床面に堆積し、原子炉格納容器本体壁や支持構造物等の健全性に影響を与えることはない。</p> <p>(添付資料7.2.2.1)</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</p>	<p>【大阪、高浜】 解明結果の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違(女川)</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>「1.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(1)、(2)及び(7)に示す評価項目並びに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の維持については、本評価事故シーケンスと「3.1.2 格納容器過温破損」の評価事故シーケンスが同一であることから「3.1.2 格納容器過温破損」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(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解が早く、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>「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解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、熔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熔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 a.、b.及びg.に示す評価項目並びに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の維持については、本評価事故シーケンスと「3.1.2 格納容器過温破損」の評価事故シーケンスが同一であることから「3.1.2 格納容器過温破損」において、評価項目を満足することを確認する。</p> <p>e.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解が早く、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>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解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、熔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熔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」において、評価項目を満足することを確認する。</p>	<p>(4)の評価項目について、原子炉圧力をパラメータとして対策の有効性を確認した。</p> <p>なお、「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(5)及び(8)の評価項目については「3.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 熔融炉心・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。また、格納容器下部に落下した熔融炉心及び格納容器の安定状態維持については「3.5 熔融炉心・コンクリート相互作用」にて確認している。</p> <p>なお、「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)から(3)の評価項目については「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」において、選定された評価事故シーケンスに対して対策の有効性を確認しているが、熔融炉心が格納容器下部に落下した場合については、本評価において、「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)から(3)の評価項目について対策の有効性を確認できる。</p> <p>ここで、「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(3)の評価項目については、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</p>	<p>(4)の評価項目について、1次冷却材圧力をパラメータとして対策の有効性を確認した。</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(1)、(2)及び(7)の評価項目並びに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の維持については、本評価事故シーケンスと「7.2.1.2 格納容器過温破損」の評価事故シーケンスが同一であることから「7.2.1.2 格納容器過温破損」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(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解が早く、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>「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解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、熔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熔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熔融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 熔融炉心・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</p>	<p>記載の相違</p> <p>【大阪、高岡】 記載表現の相違（女川） 記載の相違</p> <p>【大阪、高岡】 記載表現の相違（女川） 記載の相違</p> <p>【大阪、高岡】 記載表現の相違（女川） 記載の相違</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）

7.2.2 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>「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>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>内で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。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 $1.2 \times 10^{-1} \text{TBq}$（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 $1.3 \times 10^{-1} \text{TBq}$（30日間）及び約 $1.3 \times 10^{-1} \text{TBq}$（100日間）であり、100TBqを下回る。</p> <p>（添付資料3.5.1、3.2.3、3.2.4）</p>	<p>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>【大阪、高浜】記載表現の相違（女川実質的反映）</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）

7.2.2 高圧溶融物放出／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>3.2.3 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、原子炉容器破損前までに運転員等操作である加圧器逃がし弁により1次冷却系を強制減圧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とする。</p>	<p>3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、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、原子炉容器破損前までに運転員等操作である加圧器逃がし弁により1次系を強制減圧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とする。</p>	<p>3.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、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喪失して炉心損傷に至り、原子炉圧力容器が破損する前に手動操作により原子炉減圧を行うことが特徴である。</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、原子炉急速減圧操作及び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操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）とする。</p> <p>本評価事故シーケンスの有効性評価における現象の不確かさとしては、溶融炉心落下流量、溶融ジェット径、溶融炉心粒子化割合、冷却材とデブリ粒子の伝熱、炉心ヒートアップ、炉心崩壊挙動、溶融炉心と上面水プールとの伝熱、溶融炉心と原子炉圧力容器間の熱伝達及び原子炉圧力容器破損判定が挙げられる。これらの不確かさに対して、燃料ペレットが崩壊する時間及び温度、溶融ジェット径、エントレインメント係数、デブリ粒子径、ジルコニウム-</p>	<p>7.2.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。</p> <p>格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、設計基準事故対処設備によるECCS等の安全機能が喪失して炉心損傷に至り、原子炉容器が破損する前に加圧器逃がし弁により1次冷却系強制減圧を行うことが特徴である。</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とする。</p> <p>本評価事故シーケンスの有効性評価における現象の不確かさとしては、加圧器逃がし弁による圧力変化、蓄圧タンクによる圧力変化、溶融ジェット径、溶融炉心粒子化割合、冷却材とデブリ粒子の伝熱、炉心ヒートアップ、炉心崩壊挙動、溶融炉心と上面水プールとの伝熱、溶融炉心と原子炉容器間の熱伝達及び原子炉容器破損判定が挙げられる。これらの不確かさに対して、加圧器逃がし弁質量流量、蓄圧注入の圧力損失、溶融ジェット径、エントレイン</p>	<p>【大阪、高岡】 評価方針の相違（女川、高岡の反映）</p> <p>【大阪、高岡】 記載方針の相違（女川、高岡の反映）</p> <p>【大阪、高岡】 記載方針の相違（女川、高岡の反映）</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）

7.2.2 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>(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 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</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 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、また、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</p>	<p>水反応速度、限界熱流束に係る係数、下部プレナムギャップ除熱量に係る係数並びに溶接部破損時の最大ひずみを変化させた場合の本格納容器破損モードに対する影響は小さいことを確認している。</p> <p>また、原子炉水位を監視し、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に達した時点で原子炉急速減圧を行うといった、徴候を捉えた対応を図ることによって、炉心下部プレナムへの溶融炉心移行が発生する前に速やかに2.0MPa[gage]を十分下回る圧力まで原子炉を減圧可能であることを確認している。</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 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CO₂RA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、炉心溶融開始時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間に対する感</p>	<p>メント係数、デブリ粒子径、ジルコニウム-水反応速度、燃料ペレットが崩壊する時間及び温度、限界熱流束に係る係数、下部プレナムギャップ除熱量に係る係数並びに溶接部破損時の最大ひずみを変化させた場合の本格納容器破損モードに対する影響は小さいことを確認している。</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、「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</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>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>加圧器における冷却材放出に係る解析コードの1次冷却系モデルは、TMI事故解析により加圧器逃がし弁による放出流量は適正に評価されており、1次冷却材圧力に対する感度が小さいことから、解析コードの不確かさが運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p>	<p>器逃がし弁開放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>加圧器における冷却材放出に係る解析コードの1次系モデルは、TMI事故解析により加圧器逃がし弁による放出流量は適正に評価されており、1次冷却材圧力に対する感度が小さいことから、解析コードの不確かさが運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p>	<p>度は数分程度であり、影響は小さいことを確認している。本評価事故シナジスでは、原子炉圧力容器破損までは重大事故等対処設備を含む全ての原子炉への注水機能が喪失することを想定しており、最初を実施すべき操作は原子炉水位が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の原子炉減圧操作であり、また、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。また、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点で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操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）を実施するが、炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく、炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている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操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）に係る運転員等操作時間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</p>	<p>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> <p>加圧器における冷却材放出に係る解析コードの1次冷却系モデルは、TMI事故解析により加圧器逃がし弁による放出流量は適正に評価されており、1次冷却材圧力に対する感度が小さいことから、解析コードの不確かさが運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p>	<p>【高同】 記載表現/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）

7.2.2 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>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内における溶融燃料－冷却材相互作用に係る</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内における溶融燃料－冷却材相互作用に係る</p>	<p>が大きく、解析コードSAFERに対して保守的であることを確認している。</p> <p>このため、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差異であることから運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉压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より原子炉压力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。リロケーションの影響を受ける可能性がある操作としては、原子炉压力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点での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操作（原子炉压力容器破損前の初期水張り）があるが、炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく、炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉压力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉压力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている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操作（原子炉压力容器破損前の初期水張り）に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉压力容器内における原子炉压力容器内FCI（溶融炉</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内における溶融燃料－冷却材相互作用に係る</p>	<p>【両同】 記載表現/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）

7.2.2 高圧溶融物放出／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>解析コードの溶融炉心挙動モデルは、感度解析によりデブリジェット径等の原子炉容器内の溶融炉心－冷却材相互作用による原子炉容器破損時点での1次冷却材圧力に対する感度が小さいことが確認されており、また、原子炉容器内の溶融炉心－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>解析コードの溶融炉心挙動モデルは、感度解析によりデブリジェット径等の原子炉容器内の溶融炉心－冷却材相互作用による原子炉容器破損時点での1次冷却材圧力に対する感度が小さいことが確認されており、また、原子炉容器内の溶融炉心－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>心細粒化)及び原子炉圧力容器内FC I (デブリ粒子熱伝達)の不確かさとして、炉心下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、原子炉圧力容器内FC I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圧力容器における炉心下部プレナムでの溶融炉心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、炉心下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える影響は小さいことを確認している。炉心下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさの影響を受ける可能性がある操作としては、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達した時点での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操作(原子炉圧力容器破損前の初期水張り)があるが、炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間の不確かさは小さく、炉心下部プレナムへ溶融炉心が移行した際の原子炉圧力容器下鏡部温度の上昇は急峻であることから、原子炉圧力容器下鏡部温度を操作開始の起点としている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操作(原子炉圧力容器破損前の初期水張り)に係る運転員等操作</p>	<p>解析コードの溶融炉心挙動モデルは、感度解析によりデブリジェット径等の原子炉容器内の溶融炉心－冷却材相互作用による原子炉容器破損時点での1次冷却材圧力に対する感度が小さいことが確認されており、また、原子炉容器内の溶融炉心－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>	

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>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>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、下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るといふ挙動は変わらないため、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、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>加圧器における冷却材放出に係る解析コードの1次冷却系モデルは、TMI事故解析により加圧器逃がし弁による放出流量は適正に評価されており、1次冷却材圧力に対する感度が</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>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、下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るといふ挙動は変わらないため、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、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>加圧器における冷却材放出に係る解析コードの1次系モデルは、TMI事故解析により加圧器逃がし弁による放出流量は適正に評価されており、1次冷却材圧力に対する感度が小さく、</p>	<p>時間に与える影響は小さい。</p> <p>炉心損傷後の原子炉压力容器における原子炉压力容器破損の不確かさとして、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉压力容器破損時間が早まることを確認している。本評価事故シーケンスでは、原子炉压力容器破損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>(添付資料3.2.5)</p> <p>b. 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>炉心における燃料棒内温度変化、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CO₂RA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、炉心溶融開始時間及び炉心下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時間への感度は数分程度であり、影響は小さいことを確認している。本評価事故シーケンスでは、原子炉水位が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の運転員等操作による原子炉急速減圧によって速やかに原子炉圧力を2.0MPa[gage]以下に低減し、原子炉压力容器破損時の原子炉圧力を2.0MPa[gage]以下に維持して</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>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、下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るといふ挙動は変わらないため、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、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>加圧器における冷却材放出に係る解析コードの1次冷却系モデルは、TMI事故解析により加圧器逃がし弁による放出流量は適正に評価されており、1次冷却材圧力に対する感度が小</p>	<p>【大別】 記載表現の相違</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）

7.2.2 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>小さく、また、下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るといふ挙動は変わらないため、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、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、下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るといふ挙動は変わらないため、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、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内にお</p>	<p>また、下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るといふ挙動は変わらないため、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、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、下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るといふ挙動は変わらないため、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、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内にお</p>	<p>いるため、運転員等操作時間に与える影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</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MAP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ることを確認している。</p> <p>このため、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に到達する時間が早まる可能性があるが、数分程度の差異であり、原子炉急速減圧操作後に原子炉圧力は速やかに低下することから、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いる。本評価事故シナシスでは、原子炉圧力容器が破損する前に、十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を2.0MPa[gage]以下に維持していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器にお</p>	<p>小さく、また、下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るといふ挙動は変わらないため、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、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、下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るといふ挙動は変わらないため、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、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内にお</p>	<p>【補記】 記載表現/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）

7.2.2 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、感度解析により、デブリジェット径等の原子炉容器内の溶融燃料－冷却材相互作用による原子炉容器破損時点での1次冷却材圧力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、下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るといふ挙動は変わらないため原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、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、原子炉容器下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損</p>	<p>る溶融燃料－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、感度解析により、デブリジェット径等の原子炉容器内の溶融燃料－冷却材相互作用による原子炉容器破損時点での1次冷却材圧力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、下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るといふ挙動は変わらないため原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、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、原子炉容器破損が早まることが確認されているが、原子炉容器下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るといふ挙動は変わ</p>	<p>ける原子炉圧力容器内FCI（溶融炉心細粒化）及び原子炉圧力容器内FCI（デブリ粒子熱伝達）の不確かさとして、炉心下部プレナムでの溶融炉心の挙動に関する感度解析により、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力に与える影響は小さいことを確認している。本評価事故シークエンスでは、原子炉圧力容器が破損する前に、十分な時間余裕をもって手動減圧により原子炉圧力を2.0MPa[gage]以下に維持していることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>炉心損傷後の原子炉圧力容器における炉心下部プレナムでの溶融炉心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、炉心下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析により原子炉圧力容器破損時間に与える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>炉心損傷後の原子炉圧力容器における原子炉圧力容器破損の不確かさとして、制御棒駆動機構ハウジング溶接部の破損判定に用いる最大ひずみ（しきい値）に関する感度解析により最大ひずみを低下させた場合に原子炉圧力容器破損時間が早まることを確認しているが、原子炉圧力容器破損（事象発生から約4.3時間後）に対し</p>	<p>る溶融燃料－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、感度解析により、デブリジェット径等の原子炉容器内の溶融燃料－冷却材相互作用による原子炉容器破損時点での1次冷却材圧力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、下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るといふ挙動は変わらないため原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、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、原子炉容器下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るといふ挙</p>	<p>【大別】 記載表現の相違</p> <p>【高圧】 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）

7.2.2 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>に至るといふ挙動は変わらないため、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、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>感度解析の結果、いずれのケースにおいても、原子炉容器破損に至るまでの間に1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回る結果となった。本評価事故シーケンスにおいては、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力の挙動は、蓄圧注入及び溶融炉心と水の接触による急激な水蒸気生成による1次冷却材の加圧現象、加圧器逃がし弁から蒸気放出による1次冷却材の減圧現象、並びに溶融炉心からの熱負荷、破損形態などにより原子炉容器破損に至る時間的挙動によって支配される。1次冷却材の加圧と減圧のバランスについては、蓄圧注入開始後、蓄圧タンク圧力と1次冷却材圧力が均衡した後は、加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスした状態となるため、1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]近傍で停滞し、その後は加圧器逃がし弁からの放出分だけ低下していく。</p> <p>また、圧カスパイク発生後の1次冷却材の減圧挙動について、下部プレナムへの溶融炉心落下挙動の不確かさにより1次冷却材の加圧現象にも不確かさがあり、加圧器逃がし弁からの放出量も1次冷却材圧力に応じて変動することから、1次冷却材の減圧現象へも不確かさが伝搬すると考えられる。したがって、加圧現象が短時間</p>	<p>らないため、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、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>感度解析の結果、いずれのケースにおいても、原子炉容器破損に至るまでの間に1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回る結果となった。本評価事故シーケンスにおいては、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力の挙動は、蓄圧注入及び溶融炉心と水の接触による急激な水蒸気生成による1次冷却材の加圧現象、加圧器逃がし弁から蒸気放出による1次冷却材の減圧現象、並びに溶融炉心からの熱負荷、破損形態などにより原子炉容器破損に至る時間的挙動によって支配される。1次冷却材の加圧と減圧のバランスについては、蓄圧注入後、蓄圧タンク圧力と1次冷却材圧力が均衡した後は、加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスした状態となるため、1次冷却材圧力が2.0MPa[gage]近傍で停滞し、その後は加圧器逃がし弁からの放出分だけ低下していく。</p> <p>また、圧カスパイク発生後の1次冷却材の減圧挙動について、下部プレナムへの溶融炉心落下挙動の不確かさにより1次冷却材の加圧現象にも不確かさがあり、加圧器逃がし弁からの放出量も1次冷却材圧力に応じて変動することから、1次冷却材の減圧現象へも不確かさが伝搬すると考えられる。したがって、加圧現象が短時間</p>	<p>て早まる時間は僅かであることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料3.2.5)</p>	<p>動は変わらないため、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ることから、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>感度解析の結果、いずれのケースにおいても、原子炉容器破損に至るまでの間に1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回る結果となった。本評価事故シーケンスにおいては、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力の挙動は、蓄圧注入及び溶融炉心と水の接触による急激な水蒸気生成による1次冷却材の加圧現象、加圧器逃がし弁から蒸気放出による1次冷却材の減圧現象、並びに溶融炉心からの熱負荷、破損形態などにより原子炉容器破損に至る時間的挙動によって支配される。1次冷却材の加圧と減圧のバランスについては、蓄圧注入開始後、蓄圧タンク圧力と1次冷却材圧力が均衡した後は、加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスした状態となるため、1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]近傍で停滞し、その後は加圧器逃がし弁からの放出分だけ低下していく。</p> <p>また、圧カスパイク発生後の1次冷却材の減圧挙動について、下部プレナムへの溶融炉心落下挙動の不確かさにより1次冷却材の加圧現象にも不確かさがあり、加圧器逃がし弁からの放出量も1次冷却材圧力に応じて変動することから、1次冷却材の減圧現象へも不確かさが伝搬すると考えられる。したがって、加圧現象が短時間</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／格納容器委囲気直接加熱

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>に大きく現れる組合せと、加圧現象が小さく、加圧器逃がし弁からの放出流量が小さくなるような組合せについても考慮し、感度解析を実施したが、いずれのケースにおいても、原子炉容器下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は 2.0MPa[gage]を下回ることから、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>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第3.2.1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、蓄圧タンク保持圧力及び格納容器再循環ユニットの除熱特性に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>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</p>	<p>に大きく現れる組合せと、加圧現象が小さく、加圧器逃がし弁からの放出流量が小さくなるような組合せについても考慮し、感度解析を実施したが、いずれのケースにおいても、原子炉容器下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は 2.0MPa[gage]を下回ることから、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>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第3.2.1.1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）及び蓄圧タンク保持圧力、並びに標準値として設定しているヒートシンク、蒸気発生器2次側保有水量、格納容器再循環ユニットの除熱特性及び加圧器逃がし弁個数に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>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</p>	<p>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第3.2.2表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、解析条件の設定に当たっては、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるような設定があることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</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</p>	<p>に大きく現れる組合せと、加圧現象が小さく、加圧器逃がし弁からの放出流量が小さくなるような組合せについても考慮し、感度解析を実施したが、いずれのケースにおいても、原子炉容器下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は 2.0MPa[gage]を下回ることから、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>(2) 解析条件の不確かさの影響評価</p> <p>a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第7.2.2.1表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、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、蓄圧タンク保持圧力及び格納容器再循環ユニットの除熱特性に関する影響評価の結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>初期条件の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</p>	<p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（炉心損傷の表現）</p> <p>【高浜】 記載内容の相違 ・泊発電所3号炉の炉心崩壊熱の表現のため、標準値に係る記述をし、大阪と同様</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>始が遅くなり、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。</p> <p>また、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、原子炉格納容器圧力上昇が緩和される。したがって、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再開操作の開始が遅くなる。</p>	<p>始が遅くなり、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。</p> <p>また、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、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ヒートシンクより大きくなるため、原子炉格納容器圧力上昇が緩和される。したがって、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再開操作の開始が遅くなる。</p> <p>蒸気発生器2次側保有水量を最確値とした場合、解析条件で設定している保有水量より多くなるため、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</p>	<p>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るが、操作手順（原子炉水位に応じて急速減圧を実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉圧力容器破損に至るまでの事象進展は緩和されるが、操作手順（原子炉圧力容器下鏡部温度に応じて格納容器下部への注水操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）を実施すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水位及び炉心流量は、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、運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料3.2.5)</p>	<p>り小さくなるため、炉心損傷開始が遅くなり、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操作の開始が遅くなるが、操作手順（炉心損傷の判断後、準備が完了した段階でスプレイ実施）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>また、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、原子炉格納容器圧力上昇が緩和される。したがって、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>【大阪、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> <p>【高浜】 評価方針の相違 ・泊は説明書の 不確かさの影響評価の 対象外（大阪と同視）</p> <p>【大阪、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> <p>【高浜】 評価方針の相違 ・同上</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
<p>蓄圧タンク保持圧力を最確値とした場合、解析条件で設定している保持圧力より高くなるため、蓄圧注入の開始が早くなるが、炉心損傷は蓄圧注入の前に発生していること、また、原子炉格納容器内へ放出されるエネルギーは同じであることから、炉心損傷又は原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作時間に与える影響は小さい。</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。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作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。</p>	<p>替格納容器スプレイの再開操作の開始が遅くなる。</p> <p>蓄圧タンク保持圧力を最確値とした場合、解析条件で設定している保持圧力より高くなるため、蓄圧注入の開始が早くなるが、炉心損傷は蓄圧注入の前に発生していること、また、原子炉格納容器内へ放出されるエネルギーは同じであることから、炉心損傷又は原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作時間に与える影響は小さい。</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。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>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</p>		<p>機器条件の蓄圧タンク保持圧力を最確条件とした場合、解析条件で設定している保持圧力より高くなるため、蓄圧注入の開始が早くなるが、炉心損傷は蓄圧注入の前に発生していること、また、原子炉格納容器内へ放出されるエネルギーは同じであることから、炉心損傷又は原子炉格納容器圧力を起点とする運転員等操作時間に与える影響は小さい。</p> <p>機器条件の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。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>【大阪、高浜】 記載方針の相違 ・泊は大阪、高浜と同様に粗フィルタを取り外した状態で設備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>【高浜】 評価方針の相違 ・泊は高浜設備解析のため不確かさの影響評価範囲の除外（大阪と同様）</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）

7.2.2 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>(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、事象進展が遅くなり、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は低くなることから、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>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、事象進展が遅くなり、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は低くなることから、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>また、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ヒートシンクより大きくなるため、事象進展が遅くなるが、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力には影響しないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</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事象進展が遅くなる。したがって、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は低くなることから、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>(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、原子炉急速減圧操作の開始が遅くなるが、原子炉圧力容器破損も遅くなり、原子炉急速減圧操作開始後に原子炉圧力は速やかに低下することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p> <p>初期条件の原子炉水位及び炉心流量は、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>(添付資料3.2.5)</p>	<p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>初期条件の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、事象進展が遅くなり、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は低くなることから、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>【高浜】 評価方針の相違 ・泊は崩壊熱の解析のため不確かさの影響評価範囲の外（大阪と同様）</p> <p>【高浜】 評価方針の相違 ・同上</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
<p>蓄圧タンク保持圧力を最確値とした場合、解析条件で設定している保持圧力より高くなるため、蓄圧注入の開始が早くなり、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力に対する影響が考えられることから、蓄圧タンク保持圧力を最確値(4.4MPa[gage])とした感度解析を実施した。その結果、第3.2.3図に示すとおり、1次冷却系強制減圧中の蓄圧注入のタイミングが早く、加圧器逃がし弁開操作後の1次冷却材圧力が若干高く推移するものの、一方でサブクール水と蒸発による炉心冷却が進み、炉心溶融進展及び原子炉容器破損が遅くなる。このため、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は約1.7MPa[gage]で、2.0MPa[gage]を下回っており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 3.2.2)</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が、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力には影響しないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>	<p>蓄圧タンク保持圧力を最確値とした場合、解析条件で設定している保持圧力より高くなるため、蓄圧注入の開始が早くなり、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力に対する影響が考えられることから、蓄圧タンク保持圧力を最確値(4.4MPa[gage])とした感度解析を実施した。その結果、第3.2.3.1図に示すとおり、1次系強制減圧中の蓄圧注入のタイミングが早く、加圧器逃がし弁開放後の1次冷却材圧力が若干高く推移するものの、一方でサブクール水と蒸発による炉心冷却が進み、炉心溶融進展及び原子炉容器破損が遅くなる。このため、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は約1.4MPa[gage]で、2.0MPa[gage]を下回っており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 3.2.2)</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が、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力には影響しないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。</p>		<p>機器条件の蓄圧タンク保持圧力を最確条件とした場合、解析条件で設定している保持圧力より高くなるため、蓄圧注入の開始が早くなり、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力に対する影響が考えられることから、蓄圧タンク保持圧力を最確条件(4.4MPa[gage])とした感度解析を実施した。その結果、第7.2.2.3図に示すとおり、1次冷却系強制減圧中の蓄圧注入のタイミングが早く、加圧器逃がし弁開操作後の1次冷却材圧力が若干高く推移するものの、一方でサブクール水と蒸発による炉心冷却が進み、炉心溶融進展及び原子炉容器破損が遅くなる。このため、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は約1.4MPa[gage]で、2.0MPa[gage]を下回っており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料7.2.2.2)</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が、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力には影響しないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。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、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力には影響しないため、評価項目となるパラメータに与</p>	<p>【大阪】 解析結果の相違</p> <p>【大阪、高岡】 記載方針の相違 ・差異理由 追加説明あり (10ページ参照)</p> <p>【大阪、高岡】 記載方針の相違 ・(a) 運転員等操作時 間に与える影響を合わせて考察を追加 (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）

7.2.2 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>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>本評価事故シーケンスの要員の配置による他の操作に与える影響については、「3.1.2 格納容器過温破損」と同様である。</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>本評価事故シーケンスの要員の配置による他の操作に与える影響については、「3.1.2 格納容器過温破損」と同様である。</p>	<p>b. 操作条件</p> <p>操作条件の不確かさとして、操作の不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要因が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。</p> <p>(a) 運転員等操作時間に与える影響</p> <p>操作条件の原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間として原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に到達時（事象発生から約43分後）を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉水位が有効燃料棒底部から燃料棒有効長さの20%上の位置に到達するまでには事象発生から約43分の時間余裕があり、また、原子炉急速減圧操作は原子炉水位の低下傾向を監視しながらあらかじめ準備が可能であ</p>	<p>える影響はない。</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>本評価事故シーケンスの運転員等操作時間に与える影響については、「7.2.1.2 格納容器過温破損」と同様である。</p>	<p>【高浜】 評価方針の相違 ・泊は閉鎖状態のため不確かさの影響評価の除外（大阪と同様）</p> <p>【大阪、高浜】 評価方針の相違（女川実装の相違）</p> <p>【女川】 記載方針の相違 ・泊、大阪、高浜は格納容器過温破損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、いため運転員等操作時間に与える影響について記載している。</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 高压熔融物放出／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>り、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う作業であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。</p> <p>操作条件の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操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）は、解析上の操作開始時間として原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達するまでには事象発生から約2.5時間の時間余裕がある。また、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操作は原子炉圧力容器下鏡部温度を監視しながらあらかじめ準備が可能であり、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であるため、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う作業であり、また、他の並列操作を加味して操作の所要時間を算定していることから、他の操作に</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>(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、「3.2.3(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>加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧操作は、実際の操作においては、準備が完了した段階で1次冷却系強制減圧操作を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。このため、加圧器逃がし弁開操作の開始を10分早めた場合の感度解析を実施した。その結果、第3.2.4図に示すとおり、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は約1.7MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]を下回っていることを確認した。この場合、基本ケースより早期に1次冷却系の減圧が開</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、炉心溶融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。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>加圧器逃がし弁による1次系強制減圧操作は、実際の操作においては、準備が完了した段階で1次系強制減圧操作を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。このため、加圧器逃がし弁開操作の開始を10分早めた場合の感度解析を実施した。その結果、第3.2.3.2図に示すとおり、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は約1.3MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]を下回っていることを確認した。この場合、基本ケースより早期に1次系の減圧が開</p>	<p>与える影響はない。</p> <p>(添付資料3.2.5)</p> <p>(b) 評価項目となるパラメータに与える影響</p> <p>操作条件の原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>操作条件の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操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料3.2.5)</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、「7.2.2.3(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、実際の操作においては、準備が完了した段階で1次冷却系強制減圧操作を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。このため、加圧器逃がし弁開操作の開始を10分早めた場合の感度解析を実施した。その結果、第7.2.2.4図に示すとおり、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は約1.3MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]を下回っていることを確認した。こ</p>	<p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川、高浜の反映）</p> <p>【高浜】 記載表現の相違</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川、高浜の反映）</p> <p>【大阪】 解凍結果の相違</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）

7.2.2 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
<p>始され、それに伴い蓄圧注入の開始時刻も早まる。ただし、この場合でも、基本ケースと同様、加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスした状態が形成されるため、1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]近傍で停滞する。加圧器逃がし弁の臨界流量は、冠水炉心の崩壊熱を、水の蒸発潜熱で除した値に近似でき、この時、冠水炉心の崩壊熱が加圧器逃がし弁の臨界流量相当になる炉心水位より水位が上があれば、蒸気生成量が増加し1次冷却材圧力が上昇することで蓄圧注入が停止し、水位が下がれば、蒸気生成量が減少することで1次冷却材圧力が低下し、蓄圧注入が再開する挙動となる。したがって、10分早く1次冷却系強制減圧操作を開始しても、1次冷却系減圧挙動は、基本ケースと同等と考えられる。一方、10分早く1次冷却系強制減圧操作を開始することに伴い、基本ケースと比較して、炉心崩壊熱が約1%高い状態で事象が進展することになり、1次冷却材圧力挙動に影響を与えると考えられる。しかしながら、1次冷却系強制減圧の早期開始に伴い、蓄圧注入が早まることで炉心冷却が促進され、その結果、原子炉容器破損が遅れることにより、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は低下することから、加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧開始時間の不確かさを考慮しても、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ると考</p>	<p>れ、それに伴い蓄圧注入の開始時刻も早まる。ただし、この場合でも、基本ケースと同様、加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスした状態が形成されるため、1次冷却材圧力が2.0MPa[gage]近傍で停滞する。加圧器逃がし弁の臨界流量は、冠水炉心の崩壊熱を、水の蒸発潜熱で割った値に近似でき、この時、冠水炉心の崩壊熱が加圧器逃がし弁の臨界流量相当になる炉心水位より水位が上があれば、蒸気生成量が増加し1次冷却材圧力が上昇することで蓄圧注入が停止し、水位が下がれば、蒸気生成量が減少することで1次冷却材圧力が低下し、蓄圧注入が再開する挙動となる。したがって、10分早く1次系強制減圧操作を開始しても、1次系減圧挙動は、基本ケースと同等と考えられる。一方、10分早く1次系強制減圧操作を開始することに伴い、基本ケースと比較して、炉心崩壊熱が約1%高い状態で事象が進展することになり、1次冷却材圧力挙動に影響を与えると考えられる。しかしながら、1次系強制減圧の早期開始に伴い、蓄圧注入が早まることで炉心冷却が促進され、その結果、原子炉容器破損が遅れることにより、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は低下することから、加圧器逃がし弁による1次系強制減圧開始時間の不確かさを考慮しても、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ると考えられるため、評価項</p>		<p>の場合、基本ケースより早期に1次冷却系の減圧が開始され、それに伴い蓄圧注入の開始時刻も早まる。ただし、この場合でも、基本ケースと同様、加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスした状態が形成されるため、1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]近傍で停滞する。加圧器逃がし弁の臨界流量は、冠水炉心の崩壊熱を、水の蒸発潜熱で除した値に近似でき、この時、冠水炉心の崩壊熱が加圧器逃がし弁の臨界流量相当になる炉心水位より水位が上があれば、蒸気生成量が増加し1次冷却材圧力が上昇することで蓄圧注入が停止し、水位が下がれば、蒸気生成量が減少することで1次冷却材圧力が低下し、蓄圧注入が再開する挙動となる。したがって、10分早く1次冷却系強制減圧操作を開始しても、1次冷却系減圧挙動は、基本ケースと同等と考えられる。一方、10分早く1次冷却系強制減圧操作を開始することに伴い、基本ケースと比較して、炉心崩壊熱が約1%高い状態で事象が進展することになり、1次冷却材圧力挙動に影響を与えると考えられる。しかしながら、1次冷却系強制減圧の早期開始に伴い、蓄圧注入が早まることで炉心冷却が促進され、その結果、原子炉容器破損が遅れることにより、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は低下することから、加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧開始時間の不確かさを考慮しても、原子炉容器破損時点の</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
<p>えられるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 3.1.2.6、3.2.3)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 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に対する操作時間余裕を確認するため、加圧器逃がし弁の開操作の開始を10分遅くした場合の感度解析結果を第3.2.5図に示す。その結果、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は約1.9MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]を下回っているため、炉心溶解開始から20分以上の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作</p>	<p>目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料 3.1.2.6、3.2.3)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 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放操作に対する時間余裕を確認するため、加圧器逃がし弁の開放操作の開始を10分遅くした場合の感度解析結果を第3.2.3.3図に示す。その結果、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は約1.5MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]を下回っているため、20分以上の操作時間余裕があることを確認した。</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作</p>	<p>(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の原子炉急速減圧操作については、原子炉圧力容器破損までに完了する必要があるが、原子炉圧力容器破損までの時間は事象発生から約4.3時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。</p> <p>操作条件の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操作（原子炉圧力容器破損前の初期水張り）については、原子炉圧力容器破損前の格納容器冷却を兼ねる操作であり、原子炉圧力容器下鏡部温度が300℃に到達後、速やかに実施することが望ましいが、原子炉圧力容器破損前は、本操作が実施できないと仮定しても、格納容器圧力及び温度が格納容器の限界圧力及び限界温度に到達することはなく、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧機能維持も可能であることから、時間余裕がある。</p> <p>(添付資料 3.2.5)</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作</p>	<p>1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を下回ると考えられるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p> <p>(添付資料7.2.1.2.6、7.2.2.3)</p> <p>(3) 操作時間余裕の把握 操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。</p> <p>操作条件の加圧器逃がし弁の開操作に対する時間余裕を確認するため、加圧器逃がし弁の開操作の開始を10分遅くした場合の感度解析結果を第7.2.2.5図に示す。その結果、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は約1.5MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]を下回っているため、炉心溶解開始から20分以上の時間余裕がある。</p> <p>(4) まとめ 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作</p>	<p>【大阪、高岡】 記載表現の相違（女川図説の反映）</p> <p>【大阪、高岡】 解析結果の相違</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）

7.2.2 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
<p>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 3.2.4、3.2.5)</p>	<p>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 3.2.2)</p>	<p>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>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 7.2.2.4)</p>	<p>【大阪、高浜】 評価方針の相違（女川実線の複製）</p> <p>【大阪、高浜】 設備の相違 ・差異理由詳細どおり（ページ参照）</p> <p>【大阪、高浜】 評価方針の相違（女川実線の複製）</p> <p>【大阪】 添付資料の相違 ・大阪ではIV 破砕時の圧力が3ループプラントと比較して判別基準の2.0MPa[gage]に近い値となるため加圧器逃がし弁の容量及び個数の妥当性を述べている資料であり、泊では大阪よりも圧力が低い状態でIV 破砕に至るため本資料は作成していない。（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>3.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>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 格納容器過温破損」と同様である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>格納容器破損モード「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において必要な水源、燃料及び電源は、「3.1.2 格納容器過温破損」と同様である。</p>	<p>3.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>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 格納容器過温破損」と同様である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>格納容器破損モード「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において必要な水源、燃料及び電源は「3.1.2 格納容器過温破損」と同様である。</p>	<p>3.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>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」における重大事故等対策時における必要な要員は、「3.2.1(3) 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「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、必要な水源、燃料及び電源は、「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価している。その結果を以下に示す。</p> <p>(添付資料3.2.6)</p> <p>a. 水源</p> <p>原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）及び原子炉格納容器下部注水系（常設）（復水移送ポンプ）による格納容器下部注水並びに原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイについては、7日間の対応を考慮すると、合計約590m³必要となる。</p> <p>水源として、復水貯蔵タンクに約1,192m³及び淡水貯水槽に約10,000m³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、サプレッションチェンバ内のプール</p>	<p>7.2.2.4 必要な要員及び資源の評価</p> <p>(1) 必要な要員の評価</p> <p>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」において、重大事故等対策時に必要な要員は、「7.2.1.2 格納容器過温破損」と同様である。</p> <p>(2) 必要な資源の評価</p> <p>格納容器破損モード「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.2.1.2 格納容器過温破損」と同様である。</p>	<p>【大阪、高浜】 評価条件の相違 ・泊はシングルプラント評価のためツインプラントでの評価である 大阪、高浜とは評価条件が異なる（伊方、女川と同様）</p> <p>【女川】 記載方針の相違 ・泊、大阪、高浜は格納容器破損シークェ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クェンス同様ではないため必要な資源の評価について記載している</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>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>b. 燃料</p> <p>非常用ディーゼル発電機等による電源供給については、事象発生後7日間最大負荷で運転した場合、約735kLの軽油が必要となる。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及び格納容器代替スプレイについては、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。本評価事故シナリオでは取水機能の喪失は想定していないが、仮に取水機能が喪失して原子炉補機代替冷却水系による格納容器除熱を想定し、事象発生後7日間原子炉補機代替冷却水系を運転した場合、約42kLの軽油が必要となる。常設代替交流電源設備については、重大事故等対応に必要な電源供給は行わないものの、外部電源喪失により自動起動することから、保守的に事象発生後24時間、緊急用電気品建屋への電源供給を想定した場合、約25kL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、非常用ディーゼル発電機等による電源供給、大容量送水ポンプ（タイプI）による復水</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>貯蔵タンクへの給水等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851kL）。</p> <p>c. 電源</p> <p>外部電源は使用できないものと仮定し、非常用ディーゼル発電機等によって給電を行うものとする。重大事故等対策時に必要な負荷は、非常用ディーゼル発電機等の負荷に含まれることから、非常用ディーゼル発電機等による電源供給が可能である。</p> <p>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、必要負荷に対しての電源供給が可能である。</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>3.2.5 結論</p> <p>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する。その結果、原子炉容器が高い圧力の状態で損傷し、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ことが特徴である。</p> <p>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次冷却系強制減圧を整備している。</p> <p>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」の評価事故シナリオ「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実施することにより、原子炉容器破損までの1次冷却材圧力の低減並びに原子炉格納容器雰囲気圧力の上昇抑制及び除熱が可能である。</p> <p>その結果、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は評価項目を満足していることを確認した。</p>	<p>3.2.5 結論</p> <p>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する。その結果、原子炉容器が高い圧力の状態で損傷し、溶融炉心、水蒸気及び水素等が急速に放出され、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ことが特徴である。</p> <p>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次系強制減圧を整備している。</p> <p>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」の評価事故シナリオ「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実施することにより、原子炉容器破損までの1次冷却材圧力の低減及び原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱が可能である。</p> <p>その結果、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は評価項目を満足していることを確認した。</p>	<p>3.2.5 結論</p> <p>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、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、原子炉圧力容器が高い圧力の状態で損傷し、溶融炉心、水蒸気及び水素が急速に放出され、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ことが特徴である。</p> <p>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」に対する格納容器破損防止対策としては、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧手段を整備している。</p> <p>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」の評価事故シナリオ「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）」について、有効性評価を行った。</p> <p>上記の場合においても、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動開操作による原子炉減圧により、原子炉圧力容器破損時の原子炉圧力を2.0MPa[gage]以下に低減することが可能である。また、安定状態を維持できる。</p> <p style="text-align: right;">（添付資料3.5.1）</p>	<p>7.2.2.5 結論</p> <p>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、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、原子炉容器が高い圧力の状態で損傷し、溶融炉心、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ことが特徴である。</p> <p>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次冷却系強制減圧を整備している。</p> <p>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」の評価事故シナリオ「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、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実施することにより、原子炉容器破損までの1次冷却材圧力の低減及び原子炉格納容器雰囲気圧力の上昇抑制及び除熱が可能である。</p> <p>その結果、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力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>【大阪、高浜】記載表現の相違（女川、高浜の反映）</p> <p>【大阪、高浜】設計の相違・差異理由の相違（とりこページ参照）</p> <p>【高浜】記載表現の相違</p> <p>【大阪、高浜】記載表現の相違（女川、高浜の反映・女川の過渡・過渡反映）</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）

7.2.2 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、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「3.1.2 格納容器過温破損」、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」、原子炉容器外の溶融燃料－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溶融燃料－冷却材相互作用」、原子炉格納容器内の水素濃度については「3.4 水素燃焼」、溶融炉心によるコンクリート侵食については「3.5 溶融炉心・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においても供給可能である。</p> <p>以上のことから、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「高压溶</p>	<p>また、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「3.1.2 格納容器過温破損」、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」、原子炉容器外の溶融燃料－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溶融燃料－冷却材相互作用」、原子炉格納容器内の水素濃度については「3.4 水素燃焼」、溶融炉心によるコンクリート侵食については「3.5 溶融炉心・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においても供給可能である。</p> <p>以上のことから、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「高压溶融物</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>以上のことから、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手动開操作による原子炉減圧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「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対して有効である。</p>	<p>また、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「7.2.1.2 格納容器過温破損」、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」、原子炉容器外の溶融燃料－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溶融燃料－冷却材相互作用」、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」、溶融炉心によるコンクリート侵食については「7.2.5 溶融炉心・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>以上のことから、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「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対して有効である。</p>	<p>指し直観二合わせた</p> <p>【大阪、高岡】記載表現の相違（女川実装の反映）</p> <p>【大阪、高岡】記載方針の相違 ・泊での文章内で直観する表現のため記載してない（伊方と同様）</p> <p>【大阪、高岡】認識の相違 ・差異理由追加説明のどおり（3ページ参照）</p> <p>【大阪、高岡】</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
融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対して有効である。	放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対して有効である。			記載表現の相違（女川2号炉の反映）

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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3.2.1表 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の基本事故発覚位置について（1/3）</p> <table border="1" data-bbox="1093 236 1444 981"> <thead> <tr> <th>種別</th> <th>発覚位置</th> <th>検出手段</th> <th>検出装置</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>高圧溶融物放出時「炉心メルト」検出</td> <td>・運転室内監視カメラ、炉心メルト検出装置 【注】炉心メルト検出装置は、炉心メルト発生時に炉心メルト検出装置が炉心メルトを検出し、炉心メルト発生位置を監視していることによる検出である。</td> <td>【炉心メルト検出装置】 監視カメラ</td> <td>【炉心メルト検出装置】 監視カメラ</td> </tr> <tr> <td>高圧溶融物放出時「炉心メルト」検出</td> <td>・炉心メルト発生後、炉心メルトは低下し、炉心メルト発生位置が炉心メルト発生位置から炉心メルト発生位置へ移動する 炉心メルト発生位置が炉心メルト発生位置から炉心メルト発生位置へ移動していることによる検出である。</td> <td>炉心メルト発生位置監視装置</td> <td>炉心メルト発生位置監視装置</td> </tr> <tr> <td>高圧溶融物放出時「炉心メルト」検出</td> <td>・高圧溶融物発生後、高圧溶融物は炉心メルト発生位置から炉心メルト発生位置へ移動する 高圧溶融物発生位置が炉心メルト発生位置から炉心メルト発生位置へ移動していることによる検出である。</td> <td>高圧溶融物発生位置監視装置</td> <td>高圧溶融物発生位置監視装置</td> </tr> <tr> <td>炉心メルト発生</td> <td>・炉心メルト発生後、炉心メルトは低下し、炉心メルト発生位置が炉心メルト発生位置から炉心メルト発生位置へ移動する 炉心メルト発生位置が炉心メルト発生位置から炉心メルト発生位置へ移動していることによる検出である。</td> <td>炉心メルト発生位置監視装置</td> <td>炉心メルト発生位置監視装置</td> </tr> </tbody> </table> <p>※ 種別等の相違は、本表の記載内容に基づいて行っている。 ※ 種別等の相違は、本表の記載内容に基づいて行っている。 ※ 種別等の相違は、本表の記載内容に基づいて行っている。</p>	種別	発覚位置	検出手段	検出装置	高圧溶融物放出時「炉心メルト」検出	・運転室内監視カメラ、炉心メルト検出装置 【注】炉心メルト検出装置は、炉心メルト発生時に炉心メルト検出装置が炉心メルトを検出し、炉心メルト発生位置を監視していることによる検出である。	【炉心メルト検出装置】 監視カメラ	【炉心メルト検出装置】 監視カメラ	高圧溶融物放出時「炉心メルト」検出	・炉心メルト発生後、炉心メルトは低下し、炉心メルト発生位置が炉心メルト発生位置から炉心メルト発生位置へ移動する 炉心メルト発生位置が炉心メルト発生位置から炉心メルト発生位置へ移動していることによる検出である。	炉心メルト発生位置監視装置	炉心メルト発生位置監視装置	高圧溶融物放出時「炉心メルト」検出	・高圧溶融物発生後、高圧溶融物は炉心メルト発生位置から炉心メルト発生位置へ移動する 高圧溶融物発生位置が炉心メルト発生位置から炉心メルト発生位置へ移動していることによる検出である。	高圧溶融物発生位置監視装置	高圧溶融物発生位置監視装置	炉心メルト発生	・炉心メルト発生後、炉心メルトは低下し、炉心メルト発生位置が炉心メルト発生位置から炉心メルト発生位置へ移動する 炉心メルト発生位置が炉心メルト発生位置から炉心メルト発生位置へ移動していることによる検出である。	炉心メルト発生位置監視装置	炉心メルト発生位置監視装置		<p>【女川】 記載方針の相違 ・手順等については、泊、大阪、高浜は格納容器過温破損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はないため記載している</p>
種別	発覚位置	検出手段	検出装置																					
高圧溶融物放出時「炉心メルト」検出	・運転室内監視カメラ、炉心メルト検出装置 【注】炉心メルト検出装置は、炉心メルト発生時に炉心メルト検出装置が炉心メルトを検出し、炉心メルト発生位置を監視していることによる検出である。	【炉心メルト検出装置】 監視カメラ	【炉心メルト検出装置】 監視カメラ																					
高圧溶融物放出時「炉心メルト」検出	・炉心メルト発生後、炉心メルトは低下し、炉心メルト発生位置が炉心メルト発生位置から炉心メルト発生位置へ移動する 炉心メルト発生位置が炉心メルト発生位置から炉心メルト発生位置へ移動していることによる検出である。	炉心メルト発生位置監視装置	炉心メルト発生位置監視装置																					
高圧溶融物放出時「炉心メルト」検出	・高圧溶融物発生後、高圧溶融物は炉心メルト発生位置から炉心メルト発生位置へ移動する 高圧溶融物発生位置が炉心メルト発生位置から炉心メルト発生位置へ移動していることによる検出である。	高圧溶融物発生位置監視装置	高圧溶融物発生位置監視装置																					
炉心メルト発生	・炉心メルト発生後、炉心メルトは低下し、炉心メルト発生位置が炉心メルト発生位置から炉心メルト発生位置へ移動する 炉心メルト発生位置が炉心メルト発生位置から炉心メルト発生位置へ移動していることによる検出である。	炉心メルト発生位置監視装置	炉心メルト発生位置監視装置																					

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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3.2.1表 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策について（2/3）</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="1093 884 1496 1031">種別及び概要</th> <th data-bbox="1093 663 1496 884">手帳</th> <th data-bbox="1093 536 1496 663">原因設備</th> <th data-bbox="1093 408 1496 536">発生機序等相違概要</th> <th data-bbox="1093 233 1496 408">目録記載</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1093 884 1182 1031">漏がし発生時（自動検知機能）の手帳による原子炉停止試験注</td> <td data-bbox="1093 663 1182 884"> ・原子炉内水位が有放射レベルから燃料格納容器の20%以上の位置に到達した時点で、原子炉内水位が一定以上低下し、格納容器（自動検知機能）が動作し、原子炉停止試験注が実行される。この場合、原子炉停止試験注が実行される。また、ドライウェル内水位がドライウェル水位より20%以上低下した時点で、原子炉停止試験注が実行される。 </td> <td data-bbox="1093 536 1182 663">漏がし発生時（自動検知機能）</td> <td data-bbox="1093 408 1182 536">-</td> <td data-bbox="1093 233 1182 408"> 原子炉内水位（S.A） 原子炉内水位（自動検知機能） 原子炉内水位（S.A） 原子炉停止試験注 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="1182 884 1308 1031">原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注）による格納容器加熱の一の発生</td> <td data-bbox="1182 663 1308 884"> ・原子炉内水位が有放射レベルから燃料格納容器の20%以上の位置に到達した時点で、原子炉内水位が一定以上低下し、格納容器（自動検知機能）が動作し、原子炉停止試験注が実行される。この場合、原子炉停止試験注が実行される。また、ドライウェル内水位がドライウェル水位より20%以上低下した時点で、原子炉停止試験注が実行される。 </td> <td data-bbox="1182 536 1308 663"> 原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） 原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） </td> <td data-bbox="1182 408 1308 536">-</td> <td data-bbox="1182 233 1308 408"> 原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） 原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） 原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） ドライウェル水位 ドライウェル水位 ドライウェル水位 原子炉停止試験注 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="1308 884 1411 1031">原子炉内水位監視機能</td> <td data-bbox="1308 663 1411 884"> ・原子炉内水位監視機能（注）が動作し、原子炉内水位が一定以上低下した時点で、原子炉停止試験注が実行される。この場合、原子炉停止試験注が実行される。また、ドライウェル内水位がドライウェル水位より20%以上低下した時点で、原子炉停止試験注が実行される。 </td> <td data-bbox="1308 536 1411 663">-</td> <td data-bbox="1308 408 1411 536">-</td> <td data-bbox="1308 233 1411 408"> 原子炉内水位監視機能 原子炉内水位（S.A） 原子炉内水位 ドライウェル水位 ドライウェル水位 原子炉停止試験注 </td> </tr> <tr> <td data-bbox="1411 884 1496 1031">格納容器内の発生</td> <td data-bbox="1411 663 1496 884"> ・原子炉内水位が有放射レベルから燃料格納容器の20%以上の位置に到達した時点で、原子炉内水位が一定以上低下し、格納容器（自動検知機能）が動作し、原子炉停止試験注が実行される。この場合、原子炉停止試験注が実行される。また、ドライウェル内水位がドライウェル水位より20%以上低下した時点で、原子炉停止試験注が実行される。 </td> <td data-bbox="1411 536 1496 663"> 原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） 原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） </td> <td data-bbox="1411 408 1496 536">-</td> <td data-bbox="1411 233 1496 408"> 原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） 原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） 原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） ドライウェル水位 ドライウェル水位 原子炉停止試験注 </td> </tr> </tbody> </table> <p>※：注1の内容の相違とされている箇所を重大事故等対策表に記載しているもの。</p>	種別及び概要	手帳	原因設備	発生機序等相違概要	目録記載	漏がし発生時（自動検知機能）の手帳による原子炉停止試験注	・原子炉内水位が有放射レベルから燃料格納容器の20%以上の位置に到達した時点で、原子炉内水位が一定以上低下し、格納容器（自動検知機能）が動作し、原子炉停止試験注が実行される。この場合、原子炉停止試験注が実行される。また、ドライウェル内水位がドライウェル水位より20%以上低下した時点で、原子炉停止試験注が実行される。	漏がし発生時（自動検知機能）	-	原子炉内水位（S.A） 原子炉内水位（自動検知機能） 原子炉内水位（S.A） 原子炉停止試験注	原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注）による格納容器加熱の一の発生	・原子炉内水位が有放射レベルから燃料格納容器の20%以上の位置に到達した時点で、原子炉内水位が一定以上低下し、格納容器（自動検知機能）が動作し、原子炉停止試験注が実行される。この場合、原子炉停止試験注が実行される。また、ドライウェル内水位がドライウェル水位より20%以上低下した時点で、原子炉停止試験注が実行される。	原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） 原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注）	-	原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） 原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） 原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） ドライウェル水位 ドライウェル水位 ドライウェル水位 原子炉停止試験注	原子炉内水位監視機能	・原子炉内水位監視機能（注）が動作し、原子炉内水位が一定以上低下した時点で、原子炉停止試験注が実行される。この場合、原子炉停止試験注が実行される。また、ドライウェル内水位がドライウェル水位より20%以上低下した時点で、原子炉停止試験注が実行される。	-	-	原子炉内水位監視機能 原子炉内水位（S.A） 原子炉内水位 ドライウェル水位 ドライウェル水位 原子炉停止試験注	格納容器内の発生	・原子炉内水位が有放射レベルから燃料格納容器の20%以上の位置に到達した時点で、原子炉内水位が一定以上低下し、格納容器（自動検知機能）が動作し、原子炉停止試験注が実行される。この場合、原子炉停止試験注が実行される。また、ドライウェル内水位がドライウェル水位より20%以上低下した時点で、原子炉停止試験注が実行される。	原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） 原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注）	-	原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） 原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） 原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） ドライウェル水位 ドライウェル水位 原子炉停止試験注		<p>【女川】 記載方針の相違 ・手順等については、泊、大阪、高浜は格納容器過温破損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はないため記載している</p>
種別及び概要	手帳	原因設備	発生機序等相違概要	目録記載																									
漏がし発生時（自動検知機能）の手帳による原子炉停止試験注	・原子炉内水位が有放射レベルから燃料格納容器の20%以上の位置に到達した時点で、原子炉内水位が一定以上低下し、格納容器（自動検知機能）が動作し、原子炉停止試験注が実行される。この場合、原子炉停止試験注が実行される。また、ドライウェル内水位がドライウェル水位より20%以上低下した時点で、原子炉停止試験注が実行される。	漏がし発生時（自動検知機能）	-	原子炉内水位（S.A） 原子炉内水位（自動検知機能） 原子炉内水位（S.A） 原子炉停止試験注																									
原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注）による格納容器加熱の一の発生	・原子炉内水位が有放射レベルから燃料格納容器の20%以上の位置に到達した時点で、原子炉内水位が一定以上低下し、格納容器（自動検知機能）が動作し、原子炉停止試験注が実行される。この場合、原子炉停止試験注が実行される。また、ドライウェル内水位がドライウェル水位より20%以上低下した時点で、原子炉停止試験注が実行される。	原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） 原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注）	-	原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） 原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） 原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） ドライウェル水位 ドライウェル水位 ドライウェル水位 原子炉停止試験注																									
原子炉内水位監視機能	・原子炉内水位監視機能（注）が動作し、原子炉内水位が一定以上低下した時点で、原子炉停止試験注が実行される。この場合、原子炉停止試験注が実行される。また、ドライウェル内水位がドライウェル水位より20%以上低下した時点で、原子炉停止試験注が実行される。	-	-	原子炉内水位監視機能 原子炉内水位（S.A） 原子炉内水位 ドライウェル水位 ドライウェル水位 原子炉停止試験注																									
格納容器内の発生	・原子炉内水位が有放射レベルから燃料格納容器の20%以上の位置に到達した時点で、原子炉内水位が一定以上低下し、格納容器（自動検知機能）が動作し、原子炉停止試験注が実行される。この場合、原子炉停止試験注が実行される。また、ドライウェル内水位がドライウェル水位より20%以上低下した時点で、原子炉停止試験注が実行される。	原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） 原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注）	-	原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） 原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） 原子炉格納容器代替スプレッド加熱（注） ドライウェル水位 ドライウェル水位 原子炉停止試験注																									

7.2.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気気直接加熱

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

第 3.2.1.1 表 「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気気直接加熱」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) (1/4)

項目	主要解析条件
解析コード	MAAP
炉心熱出力 (初期)	100% (3,411MW) ×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	FP：日本原子力発電所標準 燃料サイクル：OHIOGEN2 (サイクル末期を想定)
高圧発生部 2次側発生水量 (初期)	50t (1基当たり)
炉子格納容器 自由気積	72,900m ³
ヒートシンク	設計値に余裕を考慮した小さい値

注：本表は、本所固有の設計条件を反映したものである。詳細な設計条件については、本所の設計図書（設計仕様書）を参照すること。また、本表に記載の条件は、本所の設計図書（設計仕様書）と一致しない場合がある。

第 3.2.1.1 表 「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気気直接加熱」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) (1/4)

項目	主要解析条件
解析コード	MAAP
炉心熱出力 (初期)	100% (2,632MW) ×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)	302.3+2.2℃
炉心熱源熱	FP：日本原子力発電所標準 燃料サイクル：OHIOGEN2 (サイクル末期を想定)
高圧発生部 2次側発生水量 (初期)	48t (1基当たり)
炉子格納容器 自由気積	67,400m ³
ヒートシンク	標準値

注：本表は、本所固有の設計条件を反映したものである。詳細な設計条件については、本所の設計図書（設計仕様書）を参照すること。また、本表に記載の条件は、本所の設計図書（設計仕様書）と一致しない場合がある。

第 3.2.2 表 主要解析条件 (高圧溶融物放出/格納容器雰囲気気直接加熱) (1/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	MAAP	
炉心熱出力 (初期)	100% (2,632MW) ×1.02	初期炉心熱出力として設定
1次冷却炉圧力 (初期)	15.41+0.21MPa	初期炉心熱出力として設定
1次冷却炉平均温度 (初期)	302.3+2.2℃	初期炉心熱出力として設定
炉心熱源熱	FP：日本原子力発電所標準 燃料サイクル：OHIOGEN2 (サイクル末期を想定)	
高圧発生部 2次側発生水量 (初期)	48t (1基当たり)	
炉子格納容器 自由気積	67,400m ³	
ヒートシンク	標準値	

第 7.2.1 表 「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気気直接加熱」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) (1/4)

項目	主要解析条件
解析コード	MAP
炉心熱出力 (初期)	100% (2,632MW) ×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	FP：日本原子力発電所標準 燃料サイクル：OHIOGEN2 (サイクル末期を想定)
高圧発生部 2次側発生水量 (初期)	50t (1基当たり)
炉子格納容器 自由気積	65,500m ³
ヒートシンク	設計値に余裕を考慮した小さい値

相違理由

【大阪、高圧】
 設計の相違
 ・泊、詳細解析であり、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、高圧】
 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）

7.2.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱

第 3.2.1 表 「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」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) (2/4)

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 原子炉補機高圧冷却機能喪失 	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系統及び補助給水機能の喪失を想定。代替格納容器スプレЕЙ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高圧冷却機能の喪失を設定。 WCAP-15003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 (21tpm 相当)を設定。 「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。
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)	本炉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、本炉発生時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蒸気発生量は少なく、影響が軽微であることから考慮していない。
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、外部電源なしを想定。
水蒸気の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	本炉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、本炉発生時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蒸気発生量は少なく、影響が軽微であることから考慮していない。

第 3.2.1.1 表 「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」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) (2/4)

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 原子炉補機高圧冷却機能喪失 	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系統及び補助給水機能の喪失を設定。代替格納容器スプレЕЙ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高圧冷却機能の喪失を設定。 1次冷却材圧力が高く増大する観点で、RCPシールドが健全な場合の漏えい率として、WCAP-15003のシールドが健全な場合の漏えい率である約 4.8m ³ /h (21tpm 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。 「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。
RCP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)	本炉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、本炉発生時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蒸気発生量は少なく、影響が軽微であることから考慮していない。
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、外部電源なしを想定。
水蒸気の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	本炉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、本炉発生時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蒸気発生量は少なく、影響が軽微であることから考慮していない。

第 3.2.2 表 主要解析条件 (高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱) (2/7)

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 原子炉補機高圧冷却機能喪失 	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系統及び補助給水機能の喪失を設定。代替格納容器スプレЕЙ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高圧冷却機能の喪失を設定。 WCAP-15003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 (21tpm 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。 「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。
RCP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)	本炉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、本炉発生時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蒸気発生量は少なく、影響が軽微であることから考慮していない。
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、外部電源なしを想定。
水蒸気の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	本炉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、本炉発生時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蒸気発生量は少なく、影響が軽微であることから考慮していない。

第 7.2.2.1 表 「高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」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) (2/4)

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 原子炉補機高圧冷却機能喪失 	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系統及び補助給水機能の喪失を設定。代替格納容器スプレЕЙ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高圧冷却機能の喪失を設定。 WCAP-15003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 (21tpm 相当)よりさらに少ない値として、1台当たり約 1.5m ³ /h (1台当たり)相当となる口格約 0.2m (前 0.07 インチ) (1台当たり) (事象発生時からの漏えいを仮定)を設定。 「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。
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)	本炉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、本炉発生時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蒸気発生量は少なく、影響が軽微であることから考慮していない。
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、外部電源なしを想定。
水蒸気の発生	ジルコニウム-水反応を考慮	本炉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、本炉発生時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蒸気発生量は少なく、影響が軽微であることから考慮していない。

相違理由

【大飯、高浜】
 設計の相違
 ・泊は詳細解析であり、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

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	1 反応炉トリップ面電圧値 (定常運転時の92.6%) (応答時間0.6秒)	トリップ設定値に許容誤差を考慮した範囲としてトリップ面電圧値を設定。補給給水機が動作し、補助給水機が動作し、応答時間を設定。
蓄圧タンク保持圧力	4.0MPa(gage) (最低保持圧力)	貯心への注入のタイミングを遅くし、貯心の容量のタイミングを早める観点から最低保持圧力を設定。
蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ (1.5割当たり) (最低保有水量)	最低の保有水量を設定。
加圧器過がし弁	95GPa(1割当たり) (2割)	加圧器過がし弁の設計値を設定。
代替格納容器スプレッドレイ装置	130m ³ /h	設計上期待できる値として設定。
格納容器前扉ユニット	1割当たりの耐熱特性: 約4.1MW~約11.1MW	設計値より小さい値を設定。
原子炉容器破損	貯心の温度履歴に応じて発生 最大値を越えた場合に破損	TMI事故あるいはその後の検討により得られた知見に基づき設定。 破損の進展形態のうち、最も早く判定される許容用内管腐蝕破損形態に對し、健全性が維持される最大値を設定。

高浜発電所3／4号炉

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	1 反応炉トリップ面電圧値 (定常運転時の92.6%) (応答時間1.2秒)	トリップ面電圧値に許容誤差を考慮した範囲としてトリップ面電圧値を設定。補給給水機が動作し、補助給水機が動作し、応答時間を設定。
蓄圧タンク保持圧力	4.0MPa(gage) (最低保持圧力)	貯心への注入のタイミングを遅くし、貯心の容量のタイミングを早める観点から最低保持圧力を設定。
蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ (1.5割当たり) (最低保有水量)	最低の保有水量を設定。
加圧器過がし弁	95GPa(1割当たり) (2割)	設計上期待できる値として設定。
代替格納容器スプレッドレイ装置	140m ³ /h	設計上期待できる値として設定。
格納容器前扉ユニット	1割当たりの耐熱特性: 約1.5MW~約8.1MW	設計値より小さい値を設定。
原子炉容器破損	貯心の温度履歴に応じて発生 最大値を越えた場合に破損	TMI事故あるいはその後の検討により得られた知見に基づき設定。 破損の進展形態のうち、最も早く判定される許容用内管腐蝕破損形態に對し、健全性が維持される最大値を設定。

女川原子力発電所2号炉

第3.2.2表 主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）(3/3)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	原子炉過電圧 (1~1.4%) (応答時間 1.0秒)	トリップ面電圧値に許容誤差を考慮した範囲としてトリップ面電圧値を設定。補給給水機が動作し、補助給水機が動作し、応答時間を設定。
内蔵ポンプ	原子炉冷却ポンプ (1~1.4%) 運転時に停止	トリップ面電圧値に許容誤差を考慮した範囲としてトリップ面電圧値を設定。補給給水機が動作し、補助給水機が動作し、応答時間を設定。
原子炉過電圧	過電圧発生時 2.7割(gage)×2割、35GPa(1割当たり) 2.4割(gage)×2割、30GPa(1割当たり) 2.3割(gage)×2割、28GPa(1割当たり) 2.2割(gage)×2割、26GPa(1割当たり)	過電圧発生時の過電圧値を考慮し、貯心の容量のタイミングを早める観点から最低保持圧力を設定。
代替格納容器スプレッドレイ装置	140m ³ /h	設計上期待できる値として設定。
格納容器前扉ユニット	1割当たりの耐熱特性: 約1.5MW~約8.1MW	設計値より小さい値を設定。
原子炉容器破損	貯心の温度履歴に応じて発生 最大値を越えた場合に破損	TMI事故あるいはその後の検討により得られた知見に基づき設定。 破損の進展形態のうち、最も早く判定される許容用内管腐蝕破損形態に對し、健全性が維持される最大値を設定。

泊発電所3号炉

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	1 反応炉トリップ面電圧値 (定常運転時の92.6%) (応答時間0.8秒)	トリップ設定値に許容誤差を考慮した範囲としてトリップ面電圧値を設定。補給給水機が動作し、補助給水機が動作し、応答時間を設定。
蓄圧タンク保持圧力	4.0MPa(gage) (最低保持圧力)	貯心への注入のタイミングを遅くし、貯心の容量のタイミングを早める観点から最低保持圧力を設定。
蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ (1.5割当たり) (最低保有水量)	最低の保有水量を設定。
加圧器過がし弁	95GPa(1割当たり) (2割)	設計上期待できる値として設定。
代替格納容器スプレッドレイ装置	140m ³ /h	設計上期待できる値として設定。
格納容器前扉ユニット	1割当たりの耐熱特性(100℃~約155℃、約3.0MW~約6.5MW)	設計値より小さい値を設定。
原子炉容器破損	貯心の温度履歴に応じて発生 最大値を越えた場合に破損	TMI事故あるいはその後の検討により得られた知見に基づき設定。 破損の進展形態のうち、最も早く判定される許容用内管腐蝕破損形態に對し、健全性が維持される最大値を設定。

【大飯、高浜】
 設計の相違
 ・泊、明確明瞭であり、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

第7.2.2.1表 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の主要解析条件
 (外部電源喪失時に非常用内管交流電圧が喪失し、補助給水機が動作する事故) (3/4)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉トリップ信号	1 反応炉トリップ面電圧値 (定常運転時の92.6%) (応答時間0.8秒)	トリップ設定値に許容誤差を考慮した範囲としてトリップ面電圧値を設定。補給給水機が動作し、補助給水機が動作し、応答時間を設定。
蓄圧タンク保持圧力	4.0MPa(gage) (最低保持圧力)	貯心への注入のタイミングを遅くし、貯心の容量のタイミングを早める観点から最低保持圧力を設定。
蓄圧タンク保有水量	29.0m ³ (1.5割当たり) (最低保有水量)	最低の保有水量を設定。
加圧器過がし弁	95GPa(1割当たり) (2割)	設計上期待できる値として設定。
代替格納容器スプレッドレイ装置	140m ³ /h	設計上期待できる値として設定。
格納容器前扉ユニット	1割当たりの耐熱特性(100℃~約155℃、約3.0MW~約6.5MW)	設計値より小さい値を設定。
原子炉容器破損	貯心の温度履歴に応じて発生 最大値を越えた場合に破損	TMI事故あるいはその後の検討により得られた知見に基づき設定。 破損の進展形態のうち、最も早く判定される許容用内管腐蝕破損形態に對し、健全性が維持される最大値を設定。

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 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

第 3.2.1 表 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」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）（4/4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事象等対策に關する事項	加圧器過負荷再開 開始	運転員操作時間を考慮して設定。 運転員操作時間を考慮して設定。
重大事象等対策に關する事項	加圧器過負荷再開 一時停止	炉心溶融開始の 10 分後 炉心溶融開始の 30 分後 格納容器内蒸気サブ水位 74%到達 （原子炉格納容器保水容量 2,000m ³ 相当）
重大事象等対策に關する事項	代弁格納容器 格納容器内蒸気サブ水位 80%到達 （原子炉格納容器保水容量 2,250m ³ 相当） + 格納容器内蒸気サブ水位 80%到達 （原子炉格納容器保水容量 2,250m ³ 相当）	原子炉格納容器内注水の停止条件に余裕を見込めとして設定。 （燃料貯蔵用ピット保水水のほぼ全量に相当する水量）
重大事象等対策に關する事項	格納容器内蒸気サブ水位 80%到達 （原子炉格納容器保水容量 2,250m ³ 相当） + 格納容器内蒸気サブ水位 80%到達 （原子炉格納容器保水容量 2,250m ³ 相当）	運転員等操作用時間を考慮して設定。 格納容器内自然対流冷却の開始に伴い停止。
重大事象等対策に關する事項	格納容器内蒸気サブ水位 80%到達 （原子炉格納容器保水容量 2,250m ³ 相当） + 格納容器内蒸気サブ水位 80%到達 （原子炉格納容器保水容量 2,250m ³ 相当）	運転員等操作用時間を考慮して設定。 格納容器内自然対流冷却の開始に伴い停止。

第 3.2.1.1 表 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」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）（4/4）

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事象等対策に關する事項	加圧器過負荷再開 開始	運転員操作時間を考慮して設定。 運転員操作時間を考慮して設定。
重大事象等対策に關する事項	加圧器過負荷再開 一時停止	炉心溶融開始の 10 分後 炉心溶融開始の 30 分後 格納容器内蒸気サブ水位 74%到達 （原子炉格納容器保水容量 2,000m ³ 相当）
重大事象等対策に關する事項	代弁格納容器 格納容器内蒸気サブ水位 80%到達 （原子炉格納容器保水容量 2,250m ³ 相当） + 格納容器内蒸気サブ水位 80%到達 （原子炉格納容器保水容量 2,250m ³ 相当）	原子炉格納容器内注水の停止条件に余裕を見込めとして設定。 （燃料貯蔵用ピット保水水のほぼ全量に相当する水量）
重大事象等対策に關する事項	格納容器内蒸気サブ水位 80%到達 （原子炉格納容器保水容量 2,250m ³ 相当） + 格納容器内蒸気サブ水位 80%到達 （原子炉格納容器保水容量 2,250m ³ 相当）	運転員等操作用時間を考慮して設定。 格納容器内自然対流冷却の開始に伴い停止。
重大事象等対策に關する事項	格納容器内蒸気サブ水位 80%到達 （原子炉格納容器保水容量 2,250m ³ 相当） + 格納容器内蒸気サブ水位 80%到達 （原子炉格納容器保水容量 2,250m ³ 相当）	要員の召集、運転操作等を考慮して設定。 格納容器内自然対流冷却の開始に伴い停止。

女川原子力発電所2号炉

泊発電所3号炉

相違理由

第 7.2.2.1 表 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」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）（4/4）

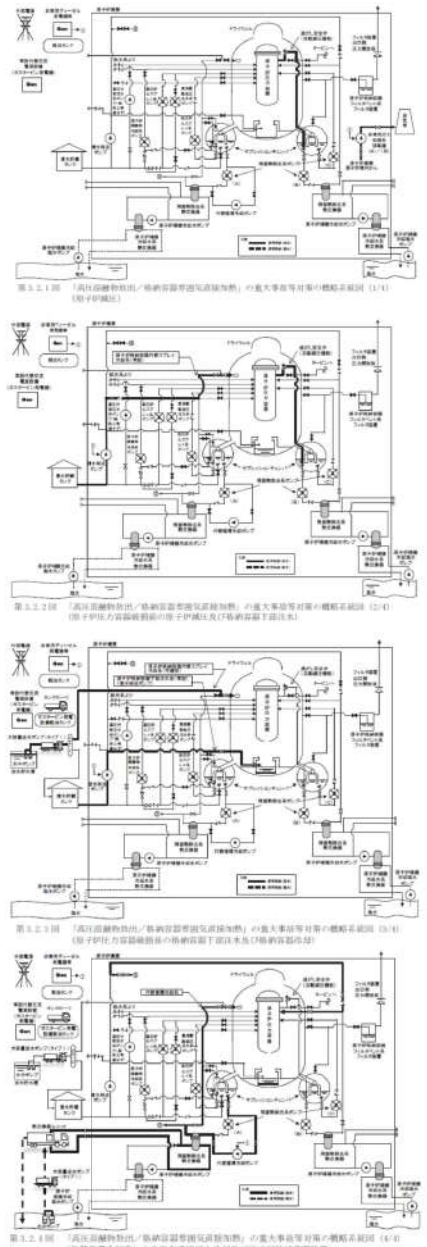
項目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事象等対策に關する事項	加圧器過負荷再開 開始	運転員操作時間を考慮して設定。 運転員等操作用時間を考慮して設定。
重大事象等対策に關する事項	加圧器過負荷再開 一時停止	炉心溶融開始の 10 分後 炉心溶融開始の 30 分後 格納容器内蒸気サブ水位 80%到達 （原子炉格納容器保水容量 2,250m ³ 相当） + 格納容器内蒸気サブ水位 80%到達 （原子炉格納容器保水容量 2,250m ³ 相当）
重大事象等対策に關する事項	代弁格納容器 格納容器内蒸気サブ水位 80%到達 （原子炉格納容器保水容量 2,250m ³ 相当） + 格納容器内蒸気サブ水位 80%到達 （原子炉格納容器保水容量 2,250m ³ 相当）	原子炉格納容器内注水の停止条件に余裕を見込めとして設定。 （燃料貯蔵用ピット保水水のほぼ全量に相当する水量）
重大事象等対策に關する事項	格納容器内蒸気サブ水位 80%到達 （原子炉格納容器保水容量 2,250m ³ 相当） + 格納容器内蒸気サブ水位 80%到達 （原子炉格納容器保水容量 2,250m ³ 相当）	運転員等操作用時間を考慮して設定。 格納容器内自然対流冷却の開始に伴い停止。
重大事象等対策に關する事項	格納容器内蒸気サブ水位 80%到達 （原子炉格納容器保水容量 2,250m ³ 相当） + 格納容器内蒸気サブ水位 80%到達 （原子炉格納容器保水容量 2,250m ³ 相当）	運転員等操作用時間を考慮して設定。 格納容器内自然対流冷却の開始に伴い停止。

【大阪、高浜】
 設計の相違
 ・泊は球型貯蔵所であり、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
 【大阪、高浜】
 名称等の相違

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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>第3.2.1図 「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図 (1) (4)</p> <p>第3.2.2図 「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図 (2) (4)</p> <p>第3.2.3図 「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図 (3) (4)</p> <p>第3.2.4図 「高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の重大事故等対策の概略系統図 (4) (4)</p>		<p>【女川】</p> <p>記載方針の相違</p> <ul style="list-style-type: none"> ・概略系統図については、泊、大阪、高浜は格納容器過温破損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はないため記載している

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

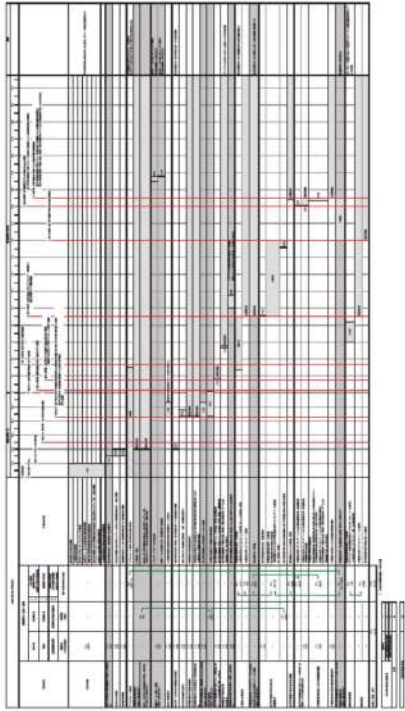
7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

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>図 7.2.2.2-1 格納容器雰囲気直接加熱（高圧溶融物放出）の対応手順の概要</p>		<p>【女川】 記載方針の相違 ・対応手順の概要については、泊、大阪、高浜は格納容器過温破損シナリオと同様であるため記載を省略しているが、女川は他の事故シナリオ同様ではないため記載している</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

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 style="font-size: small; text-align: center;">表 7.2.2.1 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（高浜発電所3号炉）</p>		<p>【女川】 記載方針の相違 ・作業と所要時間については、泊、大飯、高浜は格納容器過温破損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はないため記載している</p>

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

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>第3.2.1図 1次冷却材圧力の推移</p> <p>第3.2.2図 蓄圧注入流量の推移</p>	<p>第3.2.2.1図 1次冷却材圧力の推移</p> <p>第3.2.2.2図 蓄圧注入流量の推移</p>	<p>（事象進展が異なるため、以下、事象進展図は比較のためではなく参考までに記載）</p> <p>第3.2.7図 原子炉圧力の推移</p> <p>第3.2.13図 注水流量の推移</p>	<p>第7.2.2.1図 1次冷却材圧力の推移</p> <p>第7.2.2.2図 蓄圧注入流量の推移</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・大阪は泊に比べてRCS体積が大きく炉心出力も高いことから1次冷却系強制減圧時の減圧割合が小さい。また、RV破損時間も早いことからRV破損時のRCS圧力が高い。</p> <p>【大阪、高浜】 解析結果の相違 ・大阪は泊に比べて蓄圧タンクが1台多く、RV破損までのRCS圧力が高いことから蓄圧注入量も少なめに推移する。このため、RV破損までに蓄圧タンク内に残存する水量が多く、RV破損時の流量が大きい。</p>

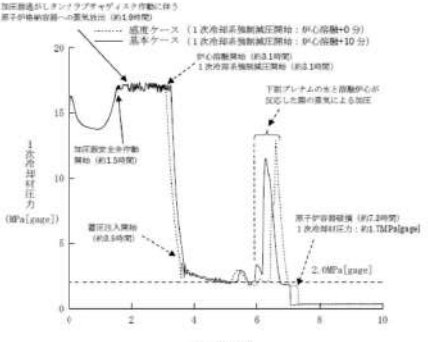
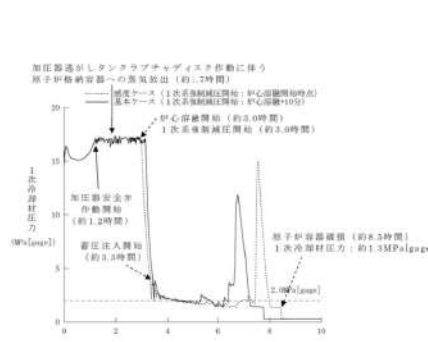
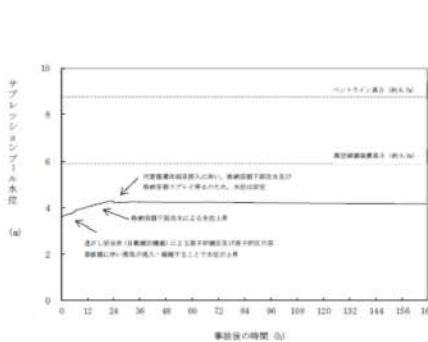
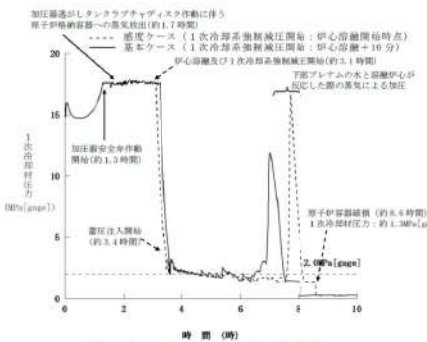
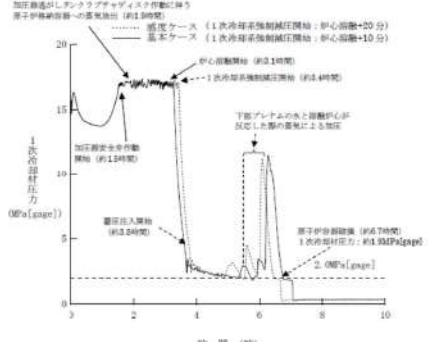
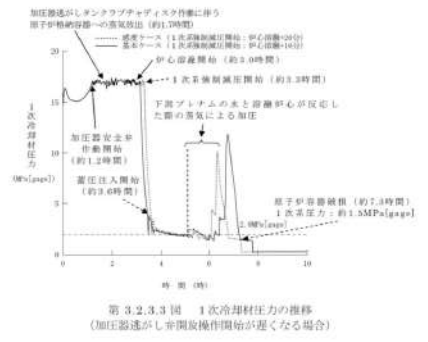
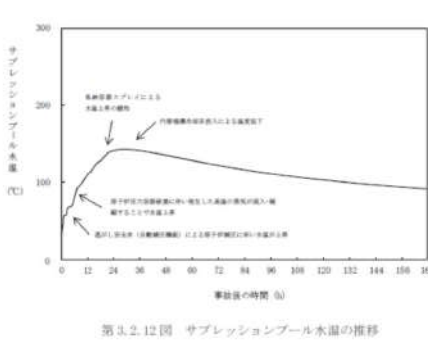
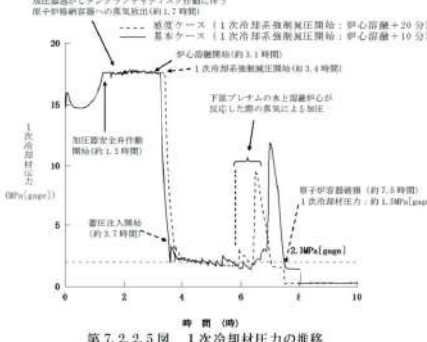
赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

7.2.2 高圧溶融物放出/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>第3.2.3図 1次冷却材圧力の推移 (蓄圧タンク保持圧力の影響確認)</p>	<p>第3.2.3.1図 1次冷却材圧力の推移 (蓄圧タンク保持圧力の影響確認)</p>	<p>第3.2.8図 原子炉水位(シュワウト内外水位)の推移</p>	<p>第7.2.2.3図 1次冷却材圧力の推移 (蓄圧タンク保持圧力の影響確認)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
		<p>第3.2.9図 格納容器圧力の推移</p>		
		<p>第3.2.10図 格納容器湿度の推移</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）

7.2.2 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>大阪発電所3/4号炉</p>  <p>第 3.2.4 図 1次冷却材圧力の推移 (加圧器速がし弁開放操作開始が早くなる場合)</p>	<p>高浜発電所3/4号炉</p>  <p>第 3.2.3.2 図 1次冷却材圧力の推移 (加圧器速がし弁開放操作開始が早くなる場合)</p>	 <p>第 3.2.11 図 サプレッションプール水位の推移</p>	 <p>第 7.2.2.4 図 1次冷却材圧力の推移 (加圧器速がし弁開放操作開始が早くなる場合)</p>	<p>【大阪、高浜】 解析結果の相違</p>
<p>第 3.2.5 図 1次冷却材圧力の推移 (加圧器速がし弁開放操作開始が遅くなる場合)</p> 	<p>第 3.2.3.3 図 1次冷却材圧力の推移 (加圧器速がし弁開放操作開始が遅くなる場合)</p> 	 <p>第 3.2.12 図 サプレッションプール水位の推移</p>	<p>第 7.2.2.5 図 1次冷却材圧力の推移 (加圧器速がし弁開放操作開始が遅くなる場合)</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

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（添付資料 7.2.2.1 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」における原子炉格納容器内の溶融炉心の飛散について）

大阪発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p style="text-align: center;">添付資料 3.2.1</p> <p style="text-align: center;">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」における原子炉格納容器内の溶融炉心の飛散について</p> <p>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」に対するアクシデントマネジメント策が有効であることを確認するために、評価事故シーケンスである「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」に対して有効性評価を実施している。同シーケンスの以下の解析結果等から、格納容器雰囲気直接加熱(DCH)は発生することがない。</p> <ul style="list-style-type: none"> 炉心溶融に引き続き発生する原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は、加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧により2.0MPa[gage]以下に低く抑えられる 加圧器逃がし弁開放操作を実施するまでは、加圧器の流体温度及び構造体温度は加圧器安全弁／逃がし弁の最高使用温度を下回る 加圧器逃がし弁開放操作後、1,000℃以上の高温の蒸気が流入しても加圧器逃がし弁は開状態を維持できる <p>さらに、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力が2.0MPa[gage]近傍の状態^青で溶融物が放出される場合であっても、以下のような理由から、溶融物が原子炉格納容器内の広範囲に飛散して原子炉格納容器本体壁や支持構造物等の健全性に影響を与えることはない。</p> <ul style="list-style-type: none"> 溶融物が直接放出される原子炉下部キャビティ区画の下部には、支持構造物等の重要機器は存在しない。 溶融物が原子炉キャビティ区画から格納容器内本体壁へ流出する経路として、図1、2に示す経路が考えられるが、ラビリンス構造等により直線的に通じる経路ではないため、放出された溶融物が格納容器本体壁に到達することはない。 以下のことから、多くの溶融炉心は原子炉下部キャビティ水中に落下する過程で冷却されて原子炉下部キャビティ床面に堆積すると考えられる。なお、飛散した少量の溶融炉心が壁面に付着する、あるいは、原子炉格納容器空間部に飛散する可能性があるが、多くは重力落下して、飛散する過程等で冷却されるため、過度に壁面が侵食することはないと考えられる。 <ul style="list-style-type: none"> ○格納容器過温破損シーケンスでは、代替格納容器スプレイ開始から原子炉容器破損までに時間（約3.5時間）があり、原子炉下部キャビティ区画に十分な水量が確保されている。 ○本シーケンスでは、加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスすることで、1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]近傍で停滞するが、2.0MPa[gage]を大きく上回ることはない。 <p style="text-align: right;">以上</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.2.1</p> <p style="text-align: center;">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」における原子炉格納容器内の溶融炉心の飛散について</p> <p>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」に対するアクシデントマネジメント策が有効であることを確認するために、評価事故シーケンスである「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」に対して有効性評価を実施している。同シーケンスの以下の解析結果等から、格納容器雰囲気直接加熱(DCH)は発生することがない。</p> <ul style="list-style-type: none"> 炉心溶融に引き続き発生する原子炉容器破損時の1次冷却材圧力は、加圧器逃がし弁による1次冷却系強制減圧により2.0MPa[gage]以下に低く抑えられる 加圧器逃がし弁開放操作を実施するまでは、加圧器の流体温度及び構造体温度は加圧器安全弁／逃がし弁の最高使用温度を下回る 加圧器逃がし弁開放操作後、1,000℃以上の高温の蒸気が流入しても加圧器逃がし弁は開状態を維持できる <p>さらに、1次冷却系強制減圧には成功^青して、原子炉容器破損時の1次冷却材圧力が2.0MPa[gage]近傍で推移^青し、溶融炉心が放出される場合であっても、以下のような理由から、溶融炉心が原子炉格納容器内の広範囲に飛散して原子炉格納容器本体壁や原子炉容器等の支持構造物等の健全性に影響を与えることはない。</p> <ul style="list-style-type: none"> 溶融炉心が直接放出される原子炉下部キャビティ区画の下部には、原子炉容器等の支持構造物等の重要機器は存在しない。 溶融炉心が原子炉下部キャビティ区画から原子炉格納容器本体壁へ流出する経路として、図1、2に示す経路が考えられるが、ラビリンス構造等により直線的に通じる経路ではないため、放出された溶融炉心が原子炉格納容器本体壁に到達することはない。 以下のことから、多くの溶融炉心は原子炉下部キャビティ水中に落下する過程で冷却されて原子炉下部キャビティ床面に堆積すると考えられる。なお、飛散した少量の溶融炉心が原子炉下部キャビティ区画の壁面に付着する、あるいは、原子炉格納容器空間部に飛散する可能性があるが、多くは重力落下して、飛散する過程等で冷却されるため、過度に原子炉下部キャビティ区画の壁面が侵食することはないと考えられる。 <ul style="list-style-type: none"> ○格納容器過温破損シーケンスでは、代替格納容器スプレイ開始から原子炉容器破損までに時間（約4.4時間）があり、原子炉下部キャビティ区画に十分な水量が確保されている。 ○本シーケンスでは、加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスすることで、1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]近傍で停滞するが、2.0MPa[gage]を大きく上回ることはない。 <p style="text-align: right;">以上</p>	<p style="text-align: center;">相違理由</p> <p style="text-align: center;">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）

7.2.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱（添付資料 7.2.2.1 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」における原子炉格納容器内の溶融炉心の飛散について）

大阪発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図1 大阪3号炉 原子炉格納容器断面図</p> <p>図2 大阪3号炉 原子炉格納容器内断面図</p> <p>溶融燃料は原子炉容器破損口から原子炉下部キャビティに放出され、原子炉下部キャビティ室の扉を経由して原子炉格納容器外周区画側へ噴出されるが、当該フロアには支持構造物等はなく、また、原子炉容器から原子炉格納容器本体壁に直接的に通じる経路はないため、溶融燃料は直接原子炉格納容器本体壁に到達することはない。</p>	<p>図1 原子炉格納容器内断面図</p> <p>図2 原子炉格納容器内断面図</p> <p>溶融炉心の噴出経路：</p>	<p>相違理由</p>

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

7.2.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱（添付資料 7.2.2.2 蓄圧タンク保持圧力の不確かさの影響評価について）

大飯発電所3 / 4号炉
添付資料 3.2.2

蓄圧タンク保持圧力の不確かさの影響評価について

格納容器破損防止シーケンス「高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」に対する重大事故等対策の有効性評価において、蓄圧タンクの保持圧力は、炉心への注水を遅くする観点から、最低保持圧力として4.04MPa[gage]を設定している。

これに対して、保持圧力を通常運転時の設定圧力である4.4MPa[gage]を設定した場合の感度解析を実施した。解析の結果、1次系強制減圧中の蓄圧注入のタイミングがわずかに早くなるため、加圧器逃がし弁開放後の1次冷却材圧力は高く推移する傾向となるものの、一方、サブクール水の注入と蒸発により炉心の冷却が進むため、炉心溶融進展が遅れ、原子炉容器破損のタイミングが遅くなる。このため、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は低下する傾向となり、原子炉容器破損までに2.0MPa[gage]以下となる。

項目	基本ケース	感度ケース
蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage] (最低保持圧力)	4.4MPa[gage] (通常運転時の設定圧力)

以上

第1図 1次冷却材圧力の推移
(蓄圧タンク保持圧力の影響確認)

泊発電所3号炉
添付資料 7.2.2.2

蓄圧タンク保持圧力の不確かさの影響評価について

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」に対する重大事故等対策の有効性評価において、蓄圧タンクの保持圧力は、炉心への注水を遅くする観点から、最低保持圧力として4.04MPa[gage]を設定している。

これに対して、保持圧力を通常運転時の設定圧力である4.4MPa[gage]を設定した場合の感度解析を実施した。解析の結果、1次冷却系強制減圧中の蓄圧注入のタイミングがわずかに早くなるため、加圧器逃がし弁開放後の1次冷却材圧力は高く推移する傾向となるものの、一方、サブクール水の注入と蒸発により炉心の冷却が進むため、炉心溶融進展が遅れ、原子炉容器破損のタイミングが遅くなる。このため、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は低下する傾向となり、原子炉容器破損までに2.0MPa[gage]以下となる。

表1 蓄圧タンク保持圧力の感度解析条件

項目	基本ケース	感度ケース
蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage] (最低保持圧力)	4.4MPa[gage] (通常運転時の設定圧力)

図1 1次冷却材圧力の推移
(蓄圧タンク保持圧力の影響確認)

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）

7.2.2 高压溶解物放出／格納容器雰囲気直接加熱（添付資料 7.2.2.3 1次冷却材圧力が2.0MPa[gage]近傍にて停滞する現象について）

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 3.2.3</p> <p style="text-align: center;">1次冷却材圧力が2.0MPa[gage]近傍にて停滞する現象について</p> <p>1次冷却系強制減圧操作を実施すると、第1図に示す通り、1次冷却材圧力は速やかに低下するが、蓄圧注入開始後、一旦2.0MPa[gage]近傍で維持される。この現象について説明する。</p> <p>蓄圧タンク圧力は蓄圧注入の進行とともに低下し、蓄圧タンク圧力と1次冷却系圧力が均衡した後は、1次冷却材圧力の低下分だけ蓄圧注入が入る。それにより蓄圧タンク圧力は低下するのに加え、蓄圧注入水により炉心水位が上昇し、炉心部で蒸気生成が起り、1次冷却材圧力が上昇すると、蓄圧注入は停止する。この時の炉心部の概念図を第2図に示す。</p> <p>つまり、加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスした状態が形成されるため、1次冷却材圧力が2.0MPa[gage]近傍で停滞することになる。この現象を数式で表すと以下のようになる。</p> <p>加圧器逃がし弁の臨界流量W_{porv}は冠水炉心の崩壊熱により次式のように近似できる。</p> $W_{porv} \approx \frac{Q_{decay}(L_{ctrl})}{h_{lg}}$ <p>ただし、</p> <p>W_{porv}：加圧器逃がし弁の臨界流量 Q_{decay}：冠水炉心の崩壊熱 L_{ctrl}：冠水炉心の崩壊熱が相当になる炉心水位 h_{lg}：水の蒸発潜熱</p> <p>この時、炉心水位L_{ctrl}との関係により、次のようなメカニズムで、蓄圧注入量W_{ACUM}が加圧器逃がし弁の臨界流と同等になるように制御される。</p> <p>if $L > L_{ctrl}$ 蒸発量がW_{porv}より大きくなり加圧 →蓄圧注入が停止 if $L < L_{ctrl}$ 蒸発量がW_{porv}より小さくなり減圧 →蓄圧注入作動</p> <p>その結果、$L \approx L_{ctrl}$ また $W_{porv} \approx \overline{W_{ACUM}}$ となり、1次冷却材圧力が蓄圧タンク圧力とバランスして維持される、というメカニズムで制御される。</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.2.2.3</p> <p style="text-align: center;">1次冷却材圧力が2.0MPa[gage]近傍にて停滞する現象について</p> <p>1次冷却系強制減圧操作を実施すると、図1に示す通り、1次冷却材圧力は速やかに低下するが、蓄圧注入開始後、一旦2.0MPa[gage]近傍で維持される。この現象について説明する。</p> <p>蓄圧タンク圧力は蓄圧注入の進行とともに低下し、蓄圧タンク圧力と1次冷却材圧力が均衡した後は、1次冷却材圧力の低下分だけ蓄圧注入が入る。それにより蓄圧タンク圧力は低下するのに加え、蓄圧注入水により炉心水位が上昇し、炉心部で蒸気生成が起り、1次冷却材圧力が上昇すると、蓄圧注入は停止する。この時の炉心部の概念図を図2に示す。</p> <p>つまり、加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスした状態が形成されるため、1次冷却材圧力が2.0MPa[gage]近傍で停滞することになる。この現象を数式で表すと以下のようになる。</p> <p>加圧器逃がし弁の臨界流量W_{porv}は冠水炉心の崩壊熱により次式のように近似できる。</p> $W_{porv} \approx \frac{Q_{decay}(L_{ctrl})}{h_{lg}}$ <p>ただし、</p> <p>W_{porv}：加圧器逃がし弁の臨界流量 Q_{decay}：冠水炉心の崩壊熱 L_{ctrl}：冠水炉心の崩壊熱が相当になる炉心水位 h_{lg}：水の蒸発潜熱</p> <p>この時、炉心水位L_{ctrl}との関係により、次のようなメカニズムで、蓄圧注入量W_{ACUM}が加圧器逃がし弁の臨界流と同等になるように制御される。</p> <p>if $L > L_{ctrl}$ 蒸発量がW_{porv}より大きくなり加圧 →蓄圧注入が停止 if $L < L_{ctrl}$ 蒸発量がW_{porv}より小さくなり減圧 →蓄圧注入作動</p> <p>その結果、$L \approx L_{ctrl}$ また、$W_{porv} \approx \overline{W_{ACUM}}$ となり、1次冷却材圧力が蓄圧タンク圧力とバランスして維持される、というメカニズムで制御される。</p>	

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

大飯発電所3/4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>1次冷却材圧力/蓄圧タンク圧力 MPa[gage]</p> <p>1次冷却系強制減圧開始</p> <p>1次冷却材圧力</p> <p>蓄圧タンク圧力</p> <p>蓄圧注入開始</p> <p>1次冷却材圧力が2.0MPa[gage]近傍に維持される。</p> <p>2.0MPa[gage]</p> <p>時間 (hour)</p> <p>※蓄圧タンク水が下限値に到達すると、蓄圧タンク圧力の計算は行わないため、下限値到達以降は蓄圧タンク圧力はプロットしていない。</p>	<p>1次冷却材圧力/蓄圧タンク圧力 MPa[gage]</p> <p>1次冷却系強制減圧開始</p> <p>1次冷却材圧力</p> <p>蓄圧タンク圧力</p> <p>蓄圧注入開始</p> <p>1次冷却材圧力が2.0MPa[gage]近傍に維持される。</p> <p>2.0MPa[gage]</p> <p>時間 (hour)</p> <p>※蓄圧タンク水が下限値に到達すると、蓄圧タンク圧力の計算は行わないため、下限値到達以降は蓄圧タンク圧力はプロットしていない。</p>	
<p>第1図 1次冷却系強制減圧時の1次冷却材圧力挙動*</p> <p>※3「三菱PWR 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて」(MHI-NE S-1064 三菱重工業、平成26年)に示されている代表4ループプラントにおける解析結果</p>	<p>図1 1次冷却系強制減圧時の1次冷却材圧力挙動</p>	
<p>水蒸気発生大で加圧蓄圧注入が停止</p> <p>L_{ctr1}</p> <p>水蒸気発生小で減圧蓄圧注入作動</p> <p>Q_{decay}</p>	<p>水蒸気発生大で加圧蓄圧注入が停止</p> <p>L_{ctr1}</p> <p>水蒸気発生小で減圧蓄圧注入作動</p> <p>Q_{decay}</p>	
<p>第2図 蓄圧注入水の蒸発による1次冷却材圧力バランス維持メカニズム</p> <p>炉心部の水位が上がれば、蒸気生成量が増加し1次冷却系が加圧され、蓄圧注入が停止する。炉心部の水位が下がれば、蒸気生成量が減少し1次冷却系が減圧され、蓄圧注入が再開する。</p>	<p>図2 蓄圧注入水の蒸発による1次冷却材圧力バランス維持メカニズム</p> <p>炉心部の水位が上がれば、蒸気生成量が増加し1次冷却系が加圧され、蓄圧注入が停止する。炉心部の水位が下がれば、蒸気生成量が減少し1次冷却系が減圧され、蓄圧注入が再開する。</p>	

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（添付資料 7.2.2.4 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: right;">添付資料 3.2.4</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 （高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）</p> <p>「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」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: right;">添付資料 3.2.5</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 （高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）</p>	<p style="text-align: right;">添付資料 7.2.2.4</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 （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>	

7.2.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱 (添付資料 7.2.2.4 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）

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 (4/4)

大飯発電所3/4号炉		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	
項目	解析条件 (機器条件) の不確かさ	最悪条件	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
原子炉格納容器内水蒸気発生装置 格納容器冷却水 蒸気発生装置	効果を期待せず	効果を期待する	原子炉格納容器内水蒸気発生装置の出力が低下し、格納容器冷却水の温度が低下する。蒸気発生装置の運転については期待しない。	原子炉格納容器内水蒸気発生装置及び原子炉格納容器冷却水の温度が低下することにより、原子炉格納容器内水蒸気発生装置の出力が低下し、格納容器冷却水の温度が低下する。蒸気発生装置の運転については期待しない。	原子炉格納容器内水蒸気発生装置及び原子炉格納容器冷却水の温度が低下することにより、原子炉格納容器内水蒸気発生装置の出力が低下し、格納容器冷却水の温度が低下する。蒸気発生装置の運転については期待しない。
	リローテーション	中心の位置で発生	中心の位置で発生	TMI1事故あるいはその他の事故により発生した知見に基づき設定。	解析条件と最悪条件が同等であることから、事故進展の影響はない。
原子炉格納容器	最大部みを超えた場合に発生	最大部みを超えた場合に発生	機器の故障状態のうち、最も早く発生する状態に留意し、最大部みを超えた場合に発生する状態を設定。	解析条件と最悪条件が同等であることから、事故進展の影響はない。	解析条件と最悪条件が同等であることから、事故進展の影響はない。

女川原子力発電所2号炉		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	
原子炉格納容器内水蒸気発生装置 格納容器冷却水 蒸気発生装置	効果を期待せず	効果を期待する	原子炉格納容器内水蒸気発生装置の出力が低下し、格納容器冷却水の温度が低下する。蒸気発生装置の運転については期待しない。	原子炉格納容器内水蒸気発生装置及び原子炉格納容器冷却水の温度が低下することにより、原子炉格納容器内水蒸気発生装置の出力が低下し、格納容器冷却水の温度が低下する。蒸気発生装置の運転については期待しない。	原子炉格納容器内水蒸気発生装置及び原子炉格納容器冷却水の温度が低下することにより、原子炉格納容器内水蒸気発生装置の出力が低下し、格納容器冷却水の温度が低下する。蒸気発生装置の運転については期待しない。
リローテーション	中心の位置で発生	中心の位置で発生	TMI1事故あるいはその他の事故により発生した知見に基づき設定。	解析条件と最悪条件が同等であることから、事故進展の影響はない。	解析条件と最悪条件が同等であることから、事故進展の影響はない。
原子炉格納容器	最大部みを超えた場合に発生	最大部みを超えた場合に発生	機器の故障状態のうち、最も早く発生する状態に留意し、最大部みを超えた場合に発生する状態を設定。	解析条件と最悪条件が同等であることから、事故進展の影響はない。	解析条件と最悪条件が同等であることから、事故進展の影響はない。

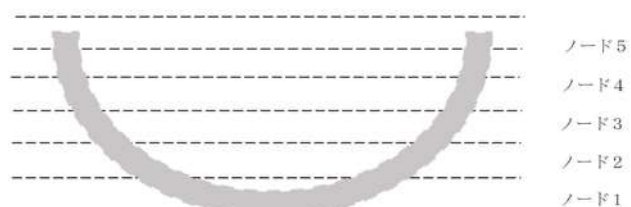
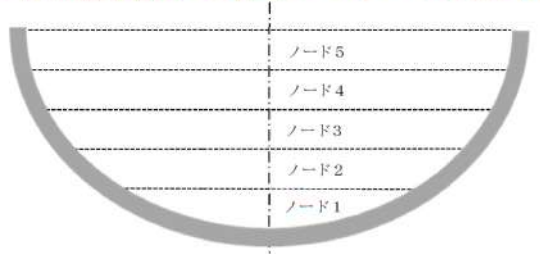
表2 解析条件を最悪条件とした場合の運転員等操作時間及び評価項目となるパラメータに与える影響 (4/4)

泊発電所3号炉		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	
原子炉格納容器内水蒸気発生装置 格納容器冷却水 蒸気発生装置	効果を期待せず	効果を期待する	原子炉格納容器内水蒸気発生装置の出力が低下し、格納容器冷却水の温度が低下する。蒸気発生装置の運転については期待しない。	原子炉格納容器内水蒸気発生装置及び原子炉格納容器冷却水の温度が低下することにより、原子炉格納容器内水蒸気発生装置の出力が低下し、格納容器冷却水の温度が低下する。蒸気発生装置の運転については期待しない。	原子炉格納容器内水蒸気発生装置及び原子炉格納容器冷却水の温度が低下することにより、原子炉格納容器内水蒸気発生装置の出力が低下し、格納容器冷却水の温度が低下する。蒸気発生装置の運転については期待しない。
リローテーション	中心の位置で発生	中心の位置で発生	TMI1事故あるいはその他の事故により発生した知見に基づき設定。	解析条件と最悪条件が同等であることから、事故進展の影響はない。	解析条件と最悪条件が同等であることから、事故進展の影響はない。
原子炉格納容器	最大部みを超えた場合に発生	最大部みを超えた場合に発生	機器の故障状態のうち、最も早く発生する状態に留意し、最大部みを超えた場合に発生する状態を設定。	解析条件と最悪条件が同等であることから、事故進展の影響はない。	解析条件と最悪条件が同等であることから、事故進展の影響はない。

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）

7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（添付資料 7.2.2.5 原子炉容器の破損位置について）

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 3.2.7</p> <p style="text-align: center;">原子炉压力容器の破損位置について</p> <p>原子炉压力容器の破損について、MAAPでは、以下の破損モードから判定された破損モードが適用される。</p> <ul style="list-style-type: none"> a) 下部ヘッド貫通部への溶融物流入による破損 b) 下部ヘッド貫通部の逸出 c) デブリジェットの影響による下部ヘッドの局所破損 d) 金属層による原子炉压力容器壁の破損 e) 原子炉压力容器のクリーブ破損 <p>原子炉压力容器の下部ヘッドは径方向（5ノード）及び厚さ方向（5ノード）に分割されており、ノードごとに破損に至っているかの判定が行われる。図1に原子炉压力容器下部ヘッドのノード分割の概念図を示す。</p> <p>有効性評価^{※1}においては、炉心下部プレナムへ移行した溶融炉心の加熱により、原子炉压力容器下部の中心部ノードの温度が最も高くなり、制御棒駆動機構ハウジング溶接部のひずみ量がしきい値（0.1）に至る原子炉压力容器破損^{※2}が最初に発生する結果となっている。径方向のノードごとの制御棒駆動機構ハウジング溶接部のひずみ量の推移を図2に、原子炉压力容器下部ヘッド温度の推移を図3に示す。図2に示すとおり、原子炉压力容器下部の中心部ノードに該当するノード1のひずみ量がしきい値（0.1）に達して原子炉压力容器破損に至っている。また、図3に示すとおり、ノード1が高温を長時間維持していることが確認された。</p> <p>※1 3.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱にて対象としている評価事故シーケンス「過渡事象＋高圧注水失敗＋手動減圧失敗＋炉心損傷後の原子炉減圧失敗（＋DCH発生）」（「3.3 原子炉压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」の評価事故シーケンスへの対応及び事象進展と同じ。）</p> <p>※2 「b) 下部ヘッド貫通部の逸出」に該当</p>  <p style="text-align: center;">図1 原子炉压力容器下部ヘッドのノード分割（概念図）</p>	<p style="text-align: center;">添付資料 7.2.2.5</p> <p style="text-align: center;">原子炉容器の破損位置について</p> <p>原子炉容器の破損について、MAAPでは、以下の主要な破損モードから判定された破損モードが適用される。</p> <ul style="list-style-type: none"> a) 計装用案内管溶接部の破損 b) 原子炉容器のクリーブ破損 <p>原子炉容器の下部ヘッドは径方向（5ノード）及び厚さ方向（5ノード）に分割されており、ノードごとに破損に至っているかの判定が行われる。図1に原子炉容器下部ヘッドのノード分割の概念図を示す。</p> <p>有効性評価^{※1}においては、炉心下部プレナムへ移行した溶融炉心の加熱により、原子炉容器下部ヘッドの[]の温度が最も高くなる。径方向のノードごとの計装用案内管溶接部破損判定基準に対する割合の推移を図2に、原子炉容器表面温度の推移を図3に示す。図2の溶接部破損判定基準に対する割合は、しきい値 [] に対する溶接部のひずみ量の割合、または、計装用案内管にかかる圧力荷重と溶接部の最大せん断応力との割合のいずれか大きい方の値を表しているが、図2に示すとおり、原子炉容器下部ヘッドの[]に該当する[]の溶接部破損判定基準に対する割合が1に達して原子炉容器破損に至っている。また、図3に示すとおり、[]が高温を長時間維持していることが確認された。</p> <p>※1 7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱にて対象としてい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」（「7.2.1.2 格納容器過温破損」の評価事故シーケンスへの対応及び事象進展と同じ。）</p>  <p style="text-align: center;">図1 原子炉容器下部ヘッドのノード分割（概念図） [] 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。</p>	<p>※女川に倣い新規作成</p> <p>記載表現の相違 記載方針の相違 ・PWRでは主要な破損モードを記載</p> <p>記載方針の相違 ・女川がひずみ量のしきい値で破損を判断しているのに対して、PWRでは溶接部破損判定基準に対する割合で記載しているが、内容としては同等</p> <p>記載表現の相違 ・PWRでは主要な破損モードが2つしかなく、文中でも計装用案内管溶接部の破損であることが分かることから記載していない</p>

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

7.2.2 高压溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱（添付資料 7.2.2.5 原子炉容器の破損位置について）

女川原子力発電所2号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>図2 径方向のノードごとの制御棒駆動機構ハウジング溶接部のひずみ量</p>	<p>図2 径方向のノードごとの溶接部破損判定基準に対する割合の推移</p>	<p>解析結果の相違</p>
<p>図3 径方向のノードごとの原子炉压力容器下部ヘッド温度</p>	<p>図3 径方向のノードごとの原子炉容器表面温度の推移</p> <p>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。</p>	<p>解析結果の相違</p> <p>記載表現の相違</p>

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

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（添付資料3.2.5 加圧器逃がし弁の容量及び個数の設計について）

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3.2.5</p> <p style="text-align: center;">加圧器逃がし弁の容量及び個数の設計について</p> <p>1. はじめに 本資料では、加圧器逃がし弁の容量及び個数について、安全系としての機能、SAとしての機能の観点から整理して、説明する。</p> <p>2. 加圧器逃がし弁の安全系としての機能 (1) PWRの標準的な設計 加圧器逃がし弁は、設計基準事故に対しては安全評価指針に定められているとおり、MS-2である手動開閉機能にのみ期待している。具体的には、蒸気発生器伝熱管破損時の1次系減圧（手動開閉）について、標準的な1台の容量 [](t/h)にて機能要求を満足することを確認するものとしており、単一故障を考慮して2台（以上）設置する必要がある。</p> <p>(2) 大飯3,4号機の設計 大飯3,4号機の加圧器逃がし弁は、蒸気発生器伝熱管破損時の1次系減圧（手動開閉）に必要な容量 [](t/h)を有する弁を設置しており、単一故障を考慮して2台設置している。</p> <p>3. 加圧器逃がし弁のSAとしての機能 (1) SA有効性評価における加圧器逃がし弁の評価について 重大事故等に対しては、1次冷却系強制減圧などの事象においてその機能を期待しており、SA有効性評価において、加圧器逃がし弁の機能に期待した評価を実施している。 具体的には、有効性評価における以下の事象において、加圧器逃がし弁の機能に期待した評価を実施しており、安全系としての機能要求を考慮して設計した容量・台数で十分であることを確認している。 ○フィードアンドブリード（2次冷却系からの除熱機能喪失） ○自動動作機能（原子炉停止機能喪失） ○1次冷却系強制減圧（格納容器バイパス、格納容器過温破損、高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）</p> <p>(2) 大飯3,4号機の設計 大飯3,4号機のSA有効性評価においても、3.（1）に記載した事象において、加圧器逃がし弁の機能 []、2台）に期待した評価を実施している。 このうち、1次冷却系強制減圧（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）については、炉心損傷を判断すれば、運転員等1名が加圧器逃がし弁を中央制御室にて開操作する手順としている（添付資料1参照）。解析において、炉心損傷判断から10分後に加圧器逃がし弁を開操作すること</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-top: 10px; text-align: center;"> 枠囲いの内容は、機密に属しますので公開できません。 </div>	<p style="text-align: center;">【該当資料無し】</p>	<p>※大飯ではRV破損時の圧力が3 ループプラントと比較して判断基準の2.0MPa〔gage〕に近い値となるため加圧器逃がし弁の容量及び個数の妥当性を述べている資料であり、泊では大飯よりも圧力が低い状態でRV破損に至るため本資料は作成していない（伊方と同様）</p>

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（添付資料3.2.5 加圧器逃がし弁の容量及び個数の設計について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>とした場合、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力を評価した結果はベースケースで約1.8MPa[gage]となっており、3ループプラントと比較して設置許可基準規則に規定される2.0MPaに近い値になっている。この点について、以下の操作開始時間や設備条件の不確かさを考慮しても、2.0MPa[gage]を下回ることを確認している。</p> <p>[操作開始時間の不確かさ]</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) 加圧器逃がし弁開放操作開始が早くなる場合 (ii) 加圧器逃がし弁開放操作開始が遅くなる場合 <p>[設備条件の不確かさ]</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) 蓄圧タンク保持圧力の影響確認 <p>また、解析コードにおける重要事象の不確かさの影響評価を実施し、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ている。（添付資料2参照）</p> <p>[解析コードにおける重要現象の不確かさ]</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) 加圧器逃がし弁質量流量 (ii) 蓄圧注入の流動抵抗 (iii) 溶融ジェット径 (iv) エントレインメント係数 (v) デブリ粒子の径 (vi) ジルコニウム-水反応速度 (vii) 燃料ペレットが崩壊する時間及び温度 (viii) 下部プレナム内の溶融炉心と上面水プールとの間の限界熱流束 (ix) 溶融炉心と原子炉容器間の熱伝達 (x) 溶接部破損時の最大歪み (xi) パラメータの組合せ <p>(3) SA 有効性評価を踏まえた加圧器逃がし弁の容量および個数について</p> <p>1次冷却系強制減圧（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）における原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力評価結果を踏まえた大飯3,4号機の加圧器逃がし弁の容量および個数の妥当性について、以下に述べる。</p> <p>1次冷却系強制減圧（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）のベースケースの評価結果は、実機条件を踏まえると、蓄圧タンク圧力は最低保持圧力よりも高く、高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱にかかるベースケースに対して、蓄圧タンク圧力を実機条件に見直した場合、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力評価結果は約1.7MPa[gage]となることから、ベースケースの解析は保守的な評価となっていると考えられる。</p>		

泊発電所3号炉 有効性評価 比較表

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

7.2.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（添付資料3.2.5 加圧器逃がし弁の容量及び個数の設計について）

大飯発電所3 / 4号炉	泊発電所3号炉	相違理由
<p>また、<u>蓋圧タンク保有水量もベースケースでは最低保有水量としていることや、解析の初期条件として設定している炉心熱出力や1次冷却材圧力、1次冷却材平均温度、炉心崩壊熱等が保守的な条件設定となっていることを考慮すると、本事象における原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は約1.7MPa[gage]よりも更に低くなる</u>ことが想定される。</p> <p>さらに、<u>解析コードにおける重要現象の不確かさの影響因子の影響は小さく、原子炉容器破損時点の1次冷却材圧力は2.0MPa[gage]を十分下回ると考えられる。</u></p> <p>以上より、大飯3,4号機の加圧器逃がし弁の容量および個数は妥当である。</p> <p>4. まとめ</p> <p>大飯3,4号機の加圧器逃がし弁は、安全系の機能として、必要な容量を有する弁を単一故障も考慮して、2台設置しており、機能要求を満たしている。</p> <p>また、SA有効性評価として行った1次冷却系強制減圧（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）にかかる解析結果についても、十分保守的なものであり、加圧器逃がし弁2台を用いた1次冷却系強制減圧により格納容器破損は防止できると考えられる。</p> <p style="text-align: center;">以上</p>		

泊発電所3号炉審査資料	
資料番号	SAE723-9 r.8.0
提出年月日	令和5年5月31日

泊発電所3号炉
重大事故等対策の有効性評価
比較表

7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

令和5年5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）

7.2.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用

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 : 下記2件				
・原子炉容器外の熔融燃料と冷却材の相互作用としては、水蒸気爆発と熔融炉心から原子炉下部キャビティ水への伝熱によって水蒸気が発生することに伴う急激な原子炉格納容器圧力の上昇が考えられるが、本評価では後者を想定して評価していることを女川同様に明確化【比較表 P2】				
・実機条件において CV 破損に至る大規模な FCI の発生の可能性が低いことについては添付資料で説明し本文に記載していなかったが、女川同様に本文にも記載【比較表 P15】				
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時にECCS注水機能、格納容器スプレイ再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、熔融炉心と原子炉容器外の冷却水の接触による一時的な圧力の急上昇が生じ、発生するエネルギーが大きい場合には、構造物が破壊され、原子炉格納容器の破損に至る。	LOCA時にECCS注水機能、格納容器スプレイ再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、熔融炉心と原子炉容器外の冷却水の接触による一時的な圧力の急上昇が生じ、発生するエネルギーが大きい場合には、構造物が破壊され、原子炉格納容器の破損に至る。	発電用原子炉の運転中にLOCAが発生するとともに、ECCS注水機能、格納容器スプレイ再循環機能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、熔融炉心と原子炉容器外の水が接触して一時的な原子炉格納容器圧力の急上昇が生じ、このときに発生するエネルギーが大きい場合に構造物が破壊され原子炉格納容器の破損に至る。	相違なし

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）

7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用

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、溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への伝熱による水蒸気発生に伴う原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、代替格納容器スプレいを整備する。 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。	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、溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への伝熱による水蒸気発生に伴う原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、代替格納容器スプレいを整備する。 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。	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溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への伝熱による水蒸気発生に伴う原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、代替格納容器スプレいを整備する。 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。	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
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再循環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)	急速な原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用による熱的・機械的荷重：原子炉格納容器圧力及び温度は、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用により、圧力上昇は見られるものの、熱的・機械的荷重によって原子炉格納容器の健全性に影響を与えるものではない。			相違なし
2-4) 主な相違				
・泊、大飯、高浜のプラント設備の相違以外で、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	—
	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）

7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用

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>3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用</p> <p>3.3.1 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</p> <p>格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」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、AEI、AEW、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</p> <p>格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」では、LOCA時にECCS注水機能、格納容器スプレイ再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、溶融炉心と原子炉容器外の冷却水の接触による一時的な圧力の急上昇が生じ、発生するエネルギーが大きい場合には、構造物が破壊され、原子炉格納容器の破損に至る。</p> <p>溶融燃料-冷却材相互作用のうち、水蒸気爆発は、原子容器から落下する溶融炉心が細粒化して水中に分散する際に蒸気膜を形成し、この蒸気膜が何らかの外乱が加わることによって崩壊し、周囲に瞬時に拡大・伝播することに伴い大きなエネルギーが発生する現象である。</p> <p>細粒化した溶融炉心を覆う蒸気膜は安定性があり、何らかの外乱がなければ</p>	<p>3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用</p> <p>3.3.1 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</p> <p>格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」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、AEI、AEW、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</p> <p>格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」では、LOCA時にECCS注水機能、格納容器スプレイ再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、溶融炉心と原子炉容器外の冷却水の接触による一時的な圧力の急上昇が生じ、発生するエネルギーが大きい場合には、構造物が破壊され、原子炉格納容器の破損に至る。</p> <p>溶融燃料-冷却材相互作用のうち、水蒸気爆発は、原子容器から落下する溶融炉心が細粒化して水中に分散する際に蒸気膜を形成し、この蒸気膜が何らかの外乱が加わることによって崩壊し、周囲に瞬時に拡大・伝播することに伴い大きなエネルギーが発生する現象である。</p> <p>細粒化した溶融炉心を覆う蒸気膜は安定性があり、何らかの外乱がなければ</p>	<p>3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用</p> <p>3.3.1 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</p> <p>格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」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</p> <p>格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」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、溶融炉心と原子炉圧力容器外の水が接触して一時的な格納容器圧力の急上昇が生じ、このときに発生するエネルギーが大きい場合に構造物が破壊され格納容器の破損に至る。</p> <p>原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用による水蒸気爆発事象については、これまでに実ウランを用いて種々の実験が行われている。水蒸気爆発は、溶融炉心が水中に落下し、細粒化して分散する際に蒸気膜を形成し、そこに何らかの外乱が加わることによって蒸気膜が崩壊した際に、瞬時の圧力伝播を生じ、大きなエネルギーを発生させる事</p>	<p>7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用</p> <p>7.2.3.1 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</p> <p>格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」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、AEW、AEI、SEI、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</p> <p>格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」では、発電用原子炉の運転中にLOCAが発生するとともに、ECCS注水機能、格納容器スプレイ再循環機能等の安全機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとれない場合には、溶融炉心と原子炉容器外の水が接触して一時的な原子炉格納容器圧力の急上昇が生じ、このときに発生するエネルギーが大きい場合に構造物が破壊され原子炉格納容器の破損に至る。</p> <p>原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用による水蒸気爆発事象については、これまでに実ウランを用いて種々の実験が行われている。水蒸気爆発は、溶融炉心が水中に落下し、細粒化して分散する際に蒸気膜を形成し、そこに何らかの外乱が加わることによって蒸気膜が崩壊した際に、瞬時の圧力伝播を生じ、大きなエネルギーを発生させる事象</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（女川実績の反映）</p> <p>【大飯、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</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）

7.2.3 原子炉圧力容器外の熔融燃料-冷却材相互作用

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>蒸気膜の崩壊は起こりにくいことが実験等の知見により得られており、実機においては、原子炉下部キャビティ水は準静的であり、外乱が加わる要素は考えにくい。また、これらの各種実験結果及びJASMIN Eを用いた原子炉格納容器破損確率評価等を踏まえると、実機において水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられる。 (添付資料 3.3.1)</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。</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>蒸気膜の崩壊は起こりにくいことが実験等の知見により得られており、実機においては、原子炉下部キャビティ水は準静的であり、外乱が加わる要素は考えにくい。また、これらの各種実験結果及びJASMIN Eを用いた原子炉格納容器破損確率評価等を踏まえると、実機において水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられる。 (添付資料 3.3.1)</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。</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>象である。細粒化した熔融炉心を覆う蒸気膜には安定性があり、何らかの外乱がなければ蒸気膜の崩壊は起こりにくいという知見が実験等により得られている。格納容器下部に張られた水は準静的であり、外乱が加わる要素は考えにくい。このことから、実機において水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられる。</p> <p>また、水蒸気爆発とは別に、熔融炉心から原子炉冷却材への伝熱によって水蒸気が発生することに伴う急激な格納容器圧力の上昇（以下「圧力スパイク」という。）が発生する。</p> <p>上記のとおり、現実的には水蒸気爆発が発生する可能性は極めて小さいと考えられることから、本評価では、圧力スパイクについてその影響を評価する。</p> <p>したがって、本格納容器破損モードでは、格納容器を冷却及び除熱し、熔融炉心から格納容器下部の水への伝熱による、水蒸気発生に伴う格納容器圧力の上昇を抑制することにより、格納容器の破損を防止する。</p> <p>また、熔融炉心の落下後は、原子炉格納容器下部注水系（常設）（復水移送ポンプ）によって熔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>である。細粒化した熔融炉心を覆う蒸気膜には安定性があり、何らかの外乱がなければ蒸気膜の崩壊は起こりにくいという知見が実験等により得られている。原子炉下部キャビティ水は準静的であり、外乱が加わる要素は考えにくい。このことから、実機において水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられる。</p> <p>また、水蒸気爆発とは別に、熔融炉心から1次冷却材への伝熱によって水蒸気が発生することに伴う急激な原子炉格納容器圧力の上昇が発生する。</p> <p>上記のとおり、現実的には水蒸気爆発が発生する可能性は極めて小さいと考えられることから、本評価では、熔融炉心から原子炉下部キャビティ水への伝熱による水蒸気発生に伴う急激な原子炉格納容器圧力の上昇についてその影響を評価する。</p> <p>したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉格納容器を冷却及び除熱し、熔融炉心から原子炉下部キャビティ水への伝熱による、水蒸気発生に伴う原子炉格納容器圧力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。</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</p>	<p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載表現の相違（女川実績の反映）</p> <p>【大阪、高浜】 記載方針の相違（女川実績の反映） ・女川に合わせて具体的な設備及び手段を記載</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）

7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用

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) 格納容器破損防止対策</p> <p>格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」により原子炉格納容器の破損に至る可能性は極めて小さいと考えられるが、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、溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への伝熱による水蒸気発生に伴う原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、代替格納容器スプレイを整備する。</p>	<p>(3) 格納容器破損防止対策</p> <p>格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」により原子炉格納容器の破損に至る可能性は極めて小さいと考えられるが、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、溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への伝熱による水蒸気発生に伴う原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、代替格納容器スプレイを整備する。</p>	<p>なお、本格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</p> <p>格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」で想定される事故シナリオでは、格納容器下部への溶融炉心落下を想定する。</p> <p>この状況では、格納容器下部における「溶融炉心・コンクリート相互作用」を緩和する観点から、溶融炉心落下前に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水張りを行うことから、溶融炉心落下時には格納容器下部に水が張られた状態を想定する。</p> <p>なお、この水張り深さは、「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」に伴う圧力スパイクの発生を仮定した場合の影響を小さく抑えつつ、「溶融炉心・コンクリート相互作用」の緩和効果に期待できる深さを考慮し、「高圧溶融</p>	<p>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除熱を行う。</p> <p>(3) 格納容器破損防止対策</p> <p>格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」により原子炉格納容器の破損に至る可能性は極めて小さいと考えられるが、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、溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への伝熱による水蒸気発生に伴う原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、代替格納容器スプレイを整備する。</p>	<p>相違理由</p> <p>【大飯、高浜】 記載方針の相違 ・他機組に合わせてCV除熱に関して記載を追加（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）

7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用

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、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>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「3.1.1 格納容器過圧破損」と同様である。</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、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>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「3.1.1 格納容器過圧破損」と同様である。</p>	<p>物放出/格納容器雰囲気直接加熱」に対する格納容器破損防止対策である逃がし安全弁（自動減圧機能）の原子炉減圧中における逃がし安全弁の環境緩和を考慮して 3.67m（ドライウエル水位 0.02m）から 3.88m（ドライウエル水位 0.23m）としている。</p> <p>また、その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ィ冷却系（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>本格格納容器破損モードに至るまでの事象進展への対応、本格格納容器破損モードによる格納容器の破損防止及び格納容器の破損を防止した以降の対応を含めた一連の重大事故等対策の概要は、「3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の3.2.1(3)の a. から j. に示している。このうち、本格格納容器破損モードに対する重大事故等対策は、「3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」の3.2.1(3)の f. 及び g. に示している。</p> <p>なお、f. の格納容器下部への注水は、格納容器下部における「溶融炉心・コンクリート相互作用」を緩和する観点から実施するものであるが、格納容器下部に溶融炉心が落下した際の「原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」への影響も考慮して格納容器下部の水位を</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対流冷却を整備する。</p> <p>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>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「7.2.1.1 格納容器過圧破損」と同様である。</p>	<p>【大阪、高浜】設計の相違</p> <p>・代替格納容器スプレィに関しては、大阪、高浜は燃料取替用水タンクと海水を水源とする2種類のポンプを使用するが、泊は燃料取替用水タンクを水源とするポンプを使用し、燃料取替用水タンクが枯渇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は伊方と同様）</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）

7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用

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>定めていることから、本格納容器破損モードの対策として整理した。</p> <p>(添付資料3.3.3)</p> <p>本格納容器破損モードに至るまでの事象進展への対応、本格納容器破損モードによる格納容器の破損防止及び格納容器の破損を防止した以降の対応を含めた一連の重大事故等対策の概略系統図は「3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」に示す第3.2.1 図から第3.2.4 図である。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3.2.2 図及び第3.2.3 図である。本格納容器破損モードに対応する手順及び必要な要員と作業項目は「3.2 高圧溶融物放出/格納容器雰囲気直接加熱」と同じである。</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）

7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用

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>3.3.2 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、破断規模の大きい「A**」が、事象進展が早く原子炉容器破損時の炉心崩壊熱が高いため、溶融炉心から冷却材への伝熱による水蒸気発生観点でより厳しいと考えられる。また、原子炉格納容器内への注水があり、原子炉格納容器内の冷却がない「**W」が、圧力上昇が抑制されない観点からより厳しいと考えられる。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、破断規模が大きく、格納容器スプレイ注入機能又は再循環機能が喪失する「AEW」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"> ・大破断LOCA時に高圧再循環機能、低圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・大破断LOCA時に高圧再循環機能、低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・大破断LOCA時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・大破断LOCA時に蓄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 ・大破断LOCA時に低圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・大破断LOCA時に低圧注入機能及び 	<p>3.3.2 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、破断規模の大きい「A**」が、事象進展が早く原子炉容器破損時の炉心崩壊熱が高いため、溶融炉心から冷却材への伝熱による水蒸気発生観点でより厳しいと考えられる。また、原子炉格納容器内への注水があり、原子炉格納容器内の冷却がない「**W」が、圧力上昇が抑制されない観点からより厳しいと考えられる。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、破断規模が大きく、格納容器スプレイ注入機能又は再循環機能が喪失する「AEW」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"> ・大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・大破断LOCA時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・大破断LOCA時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・大破断LOCA時に蓄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 ・大破断LOCA時に低圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 	<p>3.3.2 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TQUV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起因事象とし、逃がし安全弁再閉失敗を含まない、「過渡事象+高圧注水失敗+低圧ECCS失敗+損傷炉心冷却失敗(+FCI発生)」である。ここで、逃がし安全弁再閉失敗を含まない事故シーケンスとした理由は、プラント損傷状態がTQUVであるため、事故対応に及ぼす逃がし安全弁再閉の成否の影響は小さいと考え、発生頻度の観点で大きい事故シーケンスを選定したためである。</p> <p>また、「1.2.2.1(3)c. 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」に示す通り、プラント損傷状態の選定では、水蒸気爆発に対する条件設定の厳しさを考慮し、溶融炉心の内部エネルギーの観点でより厳しいと考えられるTQUVを選定した。一方、プラント損傷状態をLOCAとする場合、事象発生直後から原子炉冷却材が格納容器内に流出するため原子炉圧力容器破損までの時間が短くなる。このときの圧カスパイクへの影響については、解析条件のうち事故条件の不確かさとして評価する。</p>	<p>7.2.3.2 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、破断規模の大きい「A**」が、事象進展が早く原子炉容器破損時の炉心崩壊熱が高いため、溶融炉心から冷却材への伝熱による水蒸気発生観点でより厳しいと考えられる。また、原子炉格納容器内への注水があり、原子炉格納容器内の冷却がない「**W」が、圧力上昇が抑制されない観点からより厳しいと考えられる。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、破断規模が大きく、格納容器スプレイ注入機能又は再循環機能が喪失する「AEW」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"> ・大破断LOCA時に低圧再循環機能、高圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・大破断LOCA時に低圧再循環機能、高圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故 ・大破断LOCA時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・大破断LOCA時に蓄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 ・大破断LOCA時に低圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故 ・大破断LOCA時に低圧注入機能及び 	<p>【女川】 記載方針の相違 ・FWR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】 設計の相違 ・泊は非ブースティングプラントであり、高圧再循環に余熱除去系を使用しないため、想定事故シーケンスが異なる（大飯と同様）</p>